

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA - PPGE
SISTEMAS DE ENERGIA

**METODOLOGIA E MODELO PARA MENSURAR O RISCO DE ESTRATÉGIAS DE
CONTRATAÇÃO DE AGENTES DE DISTRIBUIÇÃO**

CURITIBA
2011

FLÁVIO ORLANDO BORSATO GUIMARÃES

**METODOLOGIA E MODELO PARA MENSURAR O RISCO DE ESTRATÉGIAS DE
CONTRATAÇÃO DE AGENTES DE DISTRIBUIÇÃO**

Dissertação apresentada como requisito parcial à obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – PPGEE, Departamento de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná.

Orientadora: Prof^a Dr^a Elizete Maria Lourenço

Co-orientador: Prof^o Dr^o Marciano Morozowski Filho

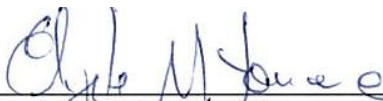
CURITIBA

2011

METODOLOGIA E MODELO PARA MENSURAR O RISCO DE ESTRATÉGIAS DE CONTRATAÇÃO DE AGENTES DE DISTRIBUIÇÃO

FLÁVIO ORLANDO BORSATO GUIMARÃES

Dissertação aprovada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Paraná.



Prof.ª Elizete Maria Lourenço, D.Eng.
Orientadora

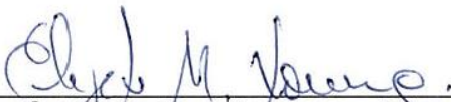


Prof. Marciano Morozowski Filho, D.Sc.
Co-Orientador

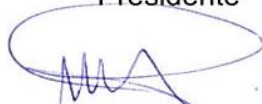


Prof. Evélio Martín García Fernández, D. Eng.
Coordenador do Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

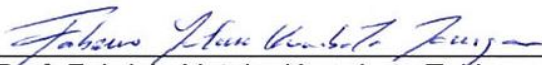
Banca Examinadora



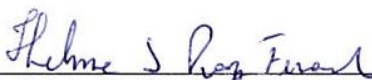
Prof.ª Elizete Maria Lourenço, D.Eng. (UFPR)
Presidente



Prof. Marciano Morozowski Filho, D.Sc. (EPE)



Prof. Fabricio Yutaka Kuwabata Takigawa, D.Eng. (IF-SC)



Prof.ª Thelma Solange Piazza Fernandes, D.Eng. (UFPR)



Prof. Glodomiro Unsihuay-Vila, D.Sc. (UFPR)

Curitiba, 26 de Agosto de 2011

Guimarães, Flávio Orlando Borsato

Metodologia e modelo para mensurar o risco de estratégias de contratação de agentes de distribuição / Flávio Orlando Borsato Guimarães. – Curitiba, 2011.

100 f. : il.; tab.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Elizete Maria Lourenço

Coorientador: Marciano Morozowski Filho

1. Energia elétrica – Comercialização. 2. Energia elétrica – Distribuição. I. Lourenço, Elizete Maria. II. Morozowski Filho, Marciano. III. Título.

CDD 333.7932

Dedico este trabalho a Flávia Schmitt, por ser tão especial.

Agradeço a Deus pela graça que nos concede todos os dias;

À minha esposa, minha companheira de caminhada;

À Professora Elizete pela paciência e por acreditar em mim nos momentos difíceis;

Aos Professores Thelma e Clodomiro por acompanharem e prestarem grandes contribuições para o aprimoramento deste trabalho; e

Ao Professor Marciano Morozowski Filho e a Ivana Costa Nasser por contribuírem na minha formação como profissional, sendo exemplos de ética, respeito e profissionalismo.

As pessoas mais felizes não têm as melhores coisas,
elas sabem fazer o melhor das oportunidades que aparecem em seus caminhos.

Clarice Lispector

A humildade é o segredo para a plenitude na vida.
Autoria Própria

RESUMO

Em 2004, o modelo comercial adotado para o mercado de energia elétrica foi substancialmente alterado, motivado principalmente pelo racionamento ocorrido em 2001. O novo modelo estabeleceu regras de comercialização em que o mercado de energia é segmentado em dois ambientes, dos quais: (i) Ambiente de Contratação Livre com contratos de energia livremente negociados entre produtores e consumidores; e (ii) Ambiente de Contratação Regulado, em que os concessionários de distribuição representam os consumidores de seu mercado na compra de energia, realizada principalmente através de leilões de energia. Os contratos de energia assinados no ambiente regulado possuem prazo contratual de 15 a 30 anos, quando contratam energia de usinas a serem construídas. Tais contratos servem de lastro para assegurar o financiamento destas novas usinas e a expansão da geração.

O presente trabalho apresenta uma metodologia para acompanhar e mensurar os riscos decorrentes da estratégia de contratação adotada pelos concessionários de distribuição, frente às incertezas de mercado. A contabilização é calculada de maneira detalhada, considerando os diversos mecanismos de contratação e a apuração na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica e na Agência Nacional de Energia Elétrica, para fins de repasse ao consumidor final.

Neste trabalho, além da parcela que pode ser repassada ao consumidor cativo, avalia-se também a parcela liquidada no mercado de curto prazo, referente ao montante que se encontre acima do limite regulatório de contratação.

A metodologia implementada neste trabalho possibilita que qualquer agente de distribuição possa simular o desempenho da sua carteira contratual versus o seu consumo realizado, assim como qual o impacto das futuras alterações do Sistema Interligado Nacional e da posição contratual da empresa no fluxo de caixa da mesma.

Os resultados mostram que hipóteses aparentemente inadequadas podem adquirir outro ponto de vista ao observarem-se questões estratégicas e visões de longo prazo do cenário do parque gerador.

ABSTRACT

In the Year of 2004, the electric power business model changed substantially, motivated primarily by the electric rationing that occurred in 2001. The new model has established rules of commercialization in which the energy market is segmented in two environments, of which: (i) free contracting environment with energy contracts freely negotiated between producers and consumers; and (ii) Regulated contracting environment, in which the distribution dealers represent consumers in their market in energy buying, performed mainly through energy auctions. The energy contracts signed in the regulated environment have contractual period of 15 to 30 years, when hiring energy of plants to be built. Such contracts serve as ballast to ensure the financing of these new plants and the expansion of generation.

This work presents a methodology to monitor and measure the risks of hiring strategy adopted by distribution dealers, in the face of the market uncertainties. Scoring is calculated in a detailed way, considering the various contracting mechanisms and the determination at the electric energy trading Chamber and the national electric energy agency, for the purpose of transfer to the final consumer.

In this work, in addition to the portion that can be passed on to the consumer, It is also the plot settled in short-term market for the amount that is above the regulatory limit of hiring.

The methodology implemented in this work enables that any distribution agent can simulate the performance of their contract portfolio versus their consumption held, as well as the impact of future amendments to the National Interconnected System and contractual position of the company in its cash flow.

The results show that seemingly inappropriate assumptions can acquire another viewpoint to be observed other strategic issues and long-term visions of generating scenario.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1-1 – Estrutura de Planejamento e Operação do SEB.	3
Figura 2-1–Investimentos no Setor Elétrico (Fonte: Plano Decenal 1999/2008)	11
Figura 2-2 - Taxa de crescimento da capacidade instalada x Consumo no Brasil.....	12
Figura 3-1 - Curva da oferta e da demanda.....	22
Figura 3-2 - Consequências operativas de um despacho hidrotérmico (Fonte: MARZANO, 2004).....	23
Figura 3-3 - Decisão ótima para o uso da água. (Fonte: MARZANO, 2004)...	24
Figura 3-4 - Etapas do planejamento da operação energética e despacho do sistema (Fonte: Silva, 2001)	28
Figura 3-5 - Comparação entre Energias Armazenadas e CMOs (Região Sul, médias móveis de 5 anos) (Fonte: BORN ; ALMEIDA, 1998).....	29
Figura 3-6 - Diferença da geração sem restrições e a geração efetivamente realizada (CCEE, 2009).....	30
Figura 4-1 – Representação esquemática da composição da tarifa das distribuidoras.	37
Figura 4-2 – Eventos de contratação de energia (Fonte: TOMALSQUIM, 2011).....	39
Figura 4-3 – Energia Contratada por tipo de contrato (Fonte: CCEE, 2010). .	40
Figura 6-1 – Estrutura de Planejamento e Operação do SEB.	58
Figura 6-2 – Exposição Contratual.	60
Figura 6-3 – Modelagem do ambiente de comercialização.....	61
Figura 6-4 – Fluxograma da aplicação da metodologia.	63
Figura 6-5 –Fluxograma do Risco de Exposição e de Repasse	64
Figura 7-1–Montante Contratado e Preço Atualizado.	68
Figura 7-2 – Montante Contratado e Preço Atualizado (apenas nos LENS).	69
Figura 7-3 – Distribuição espacial dos contratos.	70
Figura 7-4 – Simulador de Regras em detalhes.	71
Figura 7-5 – Cobertura do Consumo do Agente (CCD) versus Consumo de Referência a ser Coberto por Contratos (CRCC).	73
Figura 7-6 –Nível de Insuficiência de Contratação do Perfil de Consumo do Agente (NICD).	74

Figura 7-7 –Função de distribuição de probabilidade do Pagamento Total Ajustado do Perfil de Consumo do Agente à CCEE (TRAP) e Pagamento Total do Perfil de Consumo do Agente à CCEE (STRP).	75
Figura 7-8–PLDs para a SH 1941-1945.	76
Figura 7-9 – Fator de Repasse de Sobrecontratação dos Contratos CCEARs Oriundos de Leilões de Energia Existente (FCCE3rm).	77
Figura 7-10 – Repasse Mensal dos Custos de Sobrecontratação (CUSTOM3).	78
Figura 7-11 – Perdas não Repassáveis à Tarifa (GLOSA).	79
Figura 7-12 –Despesa Total Não Repassável (DESP_TOT_NREP) mensal para a SH 1931.	80
Figura 7-13 – Distribuição de probabilidade acumulada da Despesa Total Não Repassável (DESP_TOT_NREP).	80

LISTA DE TABELAS

Tabela 2-1 - Comparativo entre o antigo modelo e o modelo reestruturado do setor elétrico no Brasil (CCEE: 2009)	14
--	----

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGAS

ACL - Ambiente de Contratação Livre
ACR-Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEAR - Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCPE - Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão do Setor Elétrico
CMO - Custo Marginal de Operação
CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE - Conselho Nacional de Política Energética
CGDCPs -Contratação de Geração Distribuída
CIT -Contratos da Itaipu Binacional
CB - Contratos Bilaterais;
CLA - Contratos de Leilões Anteriores
CGDDVs - Contratos de Geração Distribuída Oriunda de Desverticalização;
CVA - Conta de Variação da Parcela A
EPE - Empresa de Pesquisa Energética
ESS - Encargo de Serviço do Sistema
LEEs - Leilões de Energia Existente
LENs - Leilões de Energia Nova
LPEs - Leilão de Projetos Estruturantes
LFAs - Leilões de Fontes Alternativas
LAs - Leilões de Ajuste
MCSD - Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits
MAE - Mercado Atacadista de Energia
MME - Ministério de Minas e Energia
MRE -Mecanismo de Realocação de Energia
MW - Mega Watt
MWh - Mega Watt hora
OSI - Operação dos Sistemas Isolados
ONS -Operador Nacional do Sistema
PDE - Plano Decenal de Expansão

PIE - Produtor Independente de Energia
PLD - Preço de Liquidação de Diferenças
PNE - Plano Nacional de Energia
PMO - Programa Mensal de Operação
PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas
SEB - Setor Elétrico Brasileiro
SCL - Sistema de Contabilização e Liquidação
RE- SEB -Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico
VL3 - Valor de Energia do Leilão A- 3
VL5 - Valor de Energia do Leilão A- 5
VL1 - Valor de Energia do Leilão A- 1
VR - Valor de Energia de Referência

SUMÁRIO

1	Introdução.....	1
1.1	Justificativa.....	4
1.2	Trabalhos Realizados	5
1.3	Objetivos.....	5
1.4	Estrutura da Dissertação.....	6
2	Visão Geral sobre o Planejamento e a Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro.....	7
2.1	Introdução.....	7
2.2	A evolução do planejamento do setor elétrico	8
2.3	A Evolução do Modelo Institucional	10
2.3.1	Histórico.....	10
2.3.2	A Reestruturação do Setor	12
2.3.3	Regulamentação Atual do Mercado.....	18
2.4	Discussões finais do Capítulo	18
3	Modelos para Despacho de Geração e Formação de Preço de Energia Elétrica	20
3.1	Introdução.....	20
3.2	Planejamento da Operação Energética Em Sistemas Hidrotérmicos	22
3.3	Formulação do Problema do Planejamento da Operação	24
3.4	Modelos Computacionais de Otimização.....	25
3.5	Formação do Preço da Energia Elétrica	29
3.5.1	Formação do Preço de Curto Prazo.....	29
3.5.2	Custo Marginal de Expansão (CME)	31
3.5.3	Os Serviços do Sistema	32
3.5.4	Contabilização e Liquidação da Energia	32
3.5.5	As referências de preço da energia elétrica	33
3.6	Discussões finais do Capítulo	34
4	A Distribuição de Energia no Modelo Setorial.....	35
4.1	Introdução.....	35
4.2	A função da distribuição de energia.....	35
4.3	A composição da tarifa de energia.....	36
4.4	As formas de contratação de energia no ACR.....	37
4.5	A atuação da regulação nos contratos do ACR	40
4.6	Gestão de Risco de Contratação dos Distribuidores.....	42

4.7	Discussões finais do Capítulo	43
5	Revisão da Literatura.....	44
5.1	Introdução.....	44
5.2	Análise dos Riscos Utilizando o Método de Monte Carlo.	45
5.3	Modelagem para a Otimização do Planejamento Energético de Empresas Distribuidoras de Energia sob o enfoque do Novo Modelo do Setor Elétrico.....	47
5.4	Estratégia de Contratação das Distribuidoras em Leilões de Energia sob Incerteza na Demanda.	48
5.5	Método dos Pontos Interiores	51
5.6	Utilização de Algoritmos Genéticos	53
5.7	Utilização de Modelo Híbrido	55
6	Metodologia	58
6.1	Introdução.....	58
6.2	A modelagem do ambiente de comercialização	59
7	Simulação e Resultados	67
7.1	Dados de entrada do caso teste simulado	67
8	Conclusões.....	81
Anexo I	84	
	Definições	84
	Provisão de Dados	85
8.1	Dados Obtidos em outros Submódulos das regras da CCEE.....	86
8.2	Sinalizadores de Escopo.....	87
	Formulação Algébrica: MÓDULO RAL.....	88
	RAL.1 Energia Requerida para valores futuros (previstos na simulação)	88
	RAL.2 Montante de Reposição dos Contratos de Energia Existente e Montantes repassáveis dos Contratos Oriundos de Leilão A-3 e A-5.....	88
	RAL.3 Limite de repasse para cada um dos produtos adquiridos nos leilões de energia nova	91
	RAL.4 Parcela não repassável dos contratos oriundos de geração distribuída contratados através de chamada pública.	96
	RAL.5 Parcela não repassável dos contratos oriundos dos leilões de ajuste....	97
	Formulação Algébrica: MÓDULO RAJ	99
	RAJ.1 Despesas Totais Não Repassáveis com base no módulo "RSP"	99
	RAJ.2 Ajustes em relação as Despesas Totais Repassáveis e Não Repassáveis.	100

1 Introdução

Após a crise no abastecimento elétrico ocorrida no Brasil em meados dos anos 90 e do racionamento em 2001, verificou-se a necessidade de expandir a geração e assegurar o fornecimento de energia a preços menores, além de estimular a competição na geração e comercialização através dos leilões de energia. Até então, a geração de energia elétrica, sua distribuição, que corresponde ao transporte de energia entre as usinas geradoras e as concessionárias, e a venda desta energia eram realizadas por empresas federais ou estaduais que detinham o monopólio de todas as etapas do fornecimento de energia elétrica. Assim, o consumidor de energia era obrigado, a partir do momento em que se estabelecia em determinada localidade, a submeter-se à legislação vigente e aos regulamentos das empresas públicas, sem qualquer possibilidade de negociação de preços.

O novo modelo comercial do setor elétrico foi definido a partir da aprovação no Congresso Nacional das Leis 10.847 e 10.848, de março de 2004, e da assinatura do Decreto 5.163, em julho do mesmo ano, estabelecendo as regras de comercialização de energia elétrica e o processo de outorga de concessões e autorizações do novo modelo setorial. Suas características principais São a busca da modicidade tarifária e da segurança de suprimento. Como estes objetivos são conflitantes, o novo modelo visou atingi-los via segmentação da oferta e da demanda.

A oferta foi dividida em (i) energia existente: entregue por usinas já amortizadas e, conseqüentemente, que não necessitam de aporte financeiro para a sua construção; e (ii) energia nova: proveniente de novas usinas que necessitam de investimentos para a sua viabilização.

A demanda, por sua vez, foi segmentada em: (i) Ambiente de Contratação Livre (ACL) com contratos de energia livremente negociados entre produtores e

consumidores¹; e (ii) Ambiente de Contratação Regulado (ACR), em que os concessionários de distribuição representam os consumidores de seu mercado na compra de energia, realizada principalmente através de leilões de energia.

Assim a modicidade tarifária é obtida através da venda da energia existente a preços mais baixos e da aquisição da energia de maneira competitiva para o mercado regulado. Já a segurança de suprimento, por sua vez, é garantida pela contratação plena do mercado futuro das distribuidoras, oferecendo contratos de longo prazo para as novas usinas de forma a viabilizar a sua construção.

Priorizando o planejamento da expansão da rede de geração elétrica, foi criada a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), ligada ao Ministério de Minas e Energia (MME). A EPE é responsável pelo Plano Decenal de Energia Elétrica (PDE), de natureza indicativa, que sugere uma sequência de novas usinas e linhas de transmissão com o objetivo de, além de garantir o suprimento de energia, atrair novos investidores para o setor elétrico.

A expansão da geração está fundamentada na contratação de novas instalações de geração para entrega a partir do terceiro (A-3) ou quinto (A-5) ano futuro. Para tal, são realizados leilões de energia. Com base na informação das distribuidoras e dos consumidores livres, a EPE define um plano de expansão para atender às necessidades dos agentes de consumo. Fica a cargo dos investidores a decisão de construir novos empreendimentos através de propostas de preço de venda de energia, o qual é estipulado pelo governo para cada leilão.

A realização dos investimentos em geração depende, da sua atratividade que, por sua vez, dependerá da evolução esperada dos custos marginais de expansão.

O planejamento da operação é realizado de forma centralizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a partir de dados disponibilizados pelos agentes de geração. Busca determinar quais unidades geradoras e os respectivos níveis de tensão que deverão ser utilizados para atender a demanda, num horizonte de 5 anos, de forma que o custo operacional seja o menor possível para um nível definido de confiabilidade. Os dados considerados são o nível de estoque hidráulico,

¹ Podem participar do ACL: (i) consumidores livres: que possuem demanda acima de 3 MW e tensão de fornecimento maior ou igual a 69 KV, para consumidores ligados antes de 7/7/1995, e em qualquer nível de tensão após esta data; (ii) consumidores especiais: consumidores ou conjunto de consumidores com demanda superior a 0,5 MW que comprem energia de fontes incentivadas de geração (pequenas centrais hidrelétricas, eólica, biomassa, etc)

as tendências hidrológicas de afluições futuras, o custo do déficit e o valor futuro do estoque de água, que por sua vez depende dos custos marginais de operação. A Figura 1-1 resume as principais funções no planejamento da expansão e da operação do sistema, destacando a ótica do agente de distribuição.

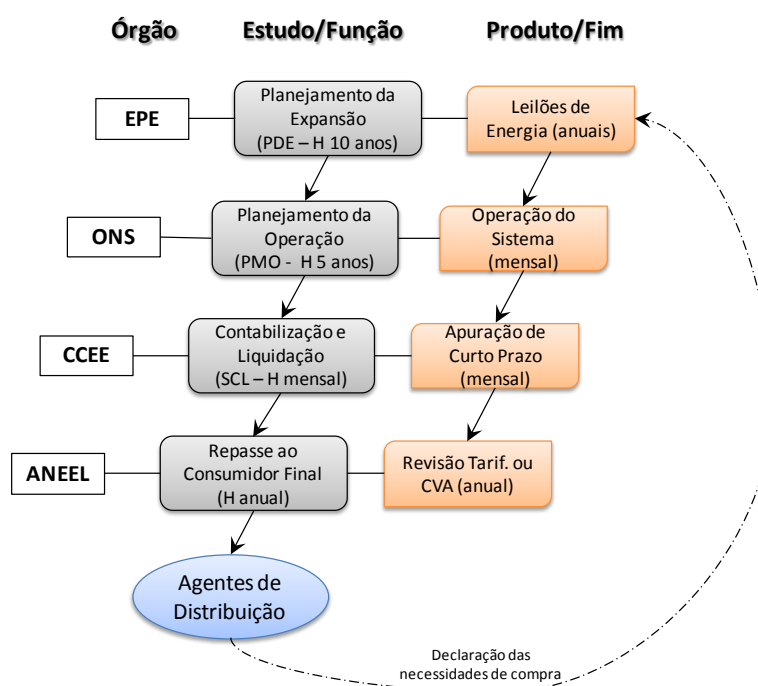


Figura 1-1 – Estrutura de Planejamento e Operação do SEB.

O Plano Decenal de Energia (PDE), trabalhando com variáveis macroeconômicas, sociais e tecnológicas, indica quais projetos comporão a expansão futura do Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Este estudo será à base dos leilões de energia nova.

Nos leilões de energia nova, o lado da demanda é definido a partir das necessidades declaradas pelos agentes de distribuição, enquanto o lado da oferta é definido pela disputa dos geradores através da outorga de empreendimentos hidrelétricos ou o cadastramento de usinas termelétricas, pequenas centrais hidrelétricas e usinas eólicas. Apesar dos agentes de distribuição participarem ativamente do processo de licitação de novos empreendimentos, os efeitos no fluxo de caixa e o balanço com a energia requerida são observados apenas na data de entrega do produto.

O efeito da operação do sistema é refletido no Preço de Liquidação das

Diferenças (PLD), calculado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). O PLD servirá de parâmetro para a valoração das sobras e déficits no mercado de curto prazo. No sistema de contabilização e liquidação (SCL) da CCEE, apurado mensalmente, apuram-se as sobras e os déficits dos agentes e as eventuais penalidades apuradas por falta de lastro de contrato. No caso dos distribuidores verifica-se se as compras de energia foram suficientes para atender a carga própria realizada.

Com as mudanças introduzidas pelo arcabouço regulatório descrito anteriormente, os agentes de distribuição são neutros em relação à compra de energia, ou seja, não auferem lucro ou prejuízo na aquisição de energia, caso não violem nenhuma regra de déficit ou excesso de contratação.

Anualmente ou no processo de revisão tarifária, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) apura a Conta de Variação da Parcela A (CVA), que corresponde aos custos não gerenciáveis dos agentes distribuidores, isto é, as variações ocorridas entre os valores homologados nos reajustes tarifários e os valores efetivamente desembolsados ao longo do período. Nestes custos, estão incluídas os gastos com compra de energia e o pagamento de impostos e encargos setoriais. Nesta apuração verificam-se os repasses para o consumidor final dos gastos aplicando-se as regras de repasse estabelecidas.

Ao contratar a energia antecipadamente, erros de previsão na demanda podem ocorrer, como, por exemplo, quando o crescimento da economia é significativamente diferente daquele projetado no ato da contratação. Além disso, as implicações econômicas do portfólio de contratos das distribuidoras dependem não somente de seu mercado, mas também de fatores sistêmicos. Por exemplo, uma variável que depende do sistema é o PLD, que possui uma relação direta do balanço da oferta e de demanda juntamente com os fluxos inter-regionais de energia.

1.1 Justificativa

No novo modelo elétrico brasileiro, as empresas distribuidoras de energia são penalizadas, por imposição das regras de mercado, quando há falta ou excesso de energia contratada. Por exemplo, se o consumo previsto com 5 anos de

antecedência não se realizar, haverá sobra de energia e a partir de certo volume, o custo adicional será arcado inteiramente pela empresa de distribuição. Existem mecanismos de correção para estes desvios de projeção, mas os mesmos nem sempre são exatos e suficientes. Assim, as consequências podem ser profundamente prejudiciais ao fluxo de caixa da empresa.

Torna-se então de extrema importância o acompanhamento detalhado do mercado de energia, bem como a constante atualização dos riscos decorrentes das transações comerciais do ponto de vista de um agente de distribuição, oferecendo subsídios para ajustar a estratégia adotada nos leilões de energia elétrica no ambiente de contratação regulada.

1.2 Trabalhos Realizados

Desde a implantação do mais recente modelo do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), muitos trabalhos foram desenvolvidos para auxiliar, tanto geradores como distribuidores, a alocarem ou comprarem energia nos leilões de energia. Diversos métodos foram utilizados para definir montantes a serem negociados nos leilões. Contudo, a modelagem da contabilização da energia de maneira preponderante foi realizada de maneira simplificada.

O “estado da arte” e revisão da bibliografia que concerne à contratação de energia no mais recente modelo setorial são abordados no Capítulo 5.

1.3 Objetivos

O presente trabalho tem a finalidade de formular uma metodologia para acompanhar e mensurar os riscos decorrentes da estratégia de contratação adotada, frente às incertezas de mercado. Esta metodologia deve levar em consideração os cenários de oferta e demanda refletidos até a contabilização e a liquidação dos agentes de distribuição.

Ressalta-se que a estratégia de contratação é definida previamente e então simulada pela metodologia proposta, considerando a **modelagem detalhada** do

agente de distribuição na CCEE, avaliando assim o impacto da decisão tomada em n cenários hidrológicos distintos.

Com os resultados financeiros do agente de distribuição, identificam-se os instrumentos adequados para gerenciar e ajustar a estratégia, considerando distintos cenários de preço e levando em conta também os diversos mecanismos de contratação, previstos no modelo setorial. Assim, serão fornecidas ao gestor da empresa distribuidora informações necessárias e suficientes para validar as estratégias de contratação a serem adotadas.

O trabalho desenvolvido também visa quantificar as oportunidades e possíveis penalidades de cada estratégia contratual e desenvolver uma ferramenta computacional para gerenciar o risco de uma carteira de contratos de uma distribuidora.

1.4 Estrutura da Dissertação

No Capítulo 2 é apresentada uma visão geral do planejamento setorial e aborda-se o processo e as medidas tomadas na reestruturação do SEB traçando um breve histórico desde a década de 1960.

A formação do preço da energia elétrica e os modelos de despacho de geração são abordados no Capítulo 3, mostrando o planejamento da operação do sistema hidrotérmico.

O Capítulo 4 traz a distribuição de energia inserida no mais recente modelo setorial, com enfoque na contratação de energia pelos agentes de distribuição.

O “estado da arte” e revisão da bibliografia que concerne à contratação de energia no mais recente modelo setorial são abordados no Capítulo 5.

A metodologia desenvolvida neste trabalho é descrita no Capítulo 5 e os resultados do caso-teste simulado são mostrados no Capítulo 6, exemplificando a aplicação da metodologia.

E por fim, no Capítulo 7 apresentam-se as conclusões do trabalho.

2 Visão Geral sobre o Planejamento e a Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

2.1 Introdução

A reestruturação do setor elétrico brasileiro, em curso há mais de dez anos, busca principalmente alterar a posição do estado no mercado de energia elétrica. Em vez de permanecer sendo o grande investidor na geração e distribuição de energia, o estado passa a ser o regulador das atividades desenvolvidas no mercado. Seus pontos primordiais são a introdução da concorrência entre as empresas de geração e distribuição de energia e a privatização das empresas estatais do setor.

Este processo deflagrou-se a partir da crise ocorrida na década de 90 e que culminou no traumático racionamento de energia de 2001. Ficou claro que o setor elétrico brasileiro, como um todo, encontrava-se em declínio e era necessário combater a estagnação da demanda aumentando a eficiência das empresas componentes do sistema. No geral, a reestruturação segue a tendência mundial baseada na maior participação da iniciativa privada nos investimentos do mercado, sem deixar de enfatizar os principais requisitos para o funcionamento adequado do setor de energia elétrica que são (SILVA, 2001):

- eficiência econômica da indústria como um todo;
- auto-sustentação da indústria de modo a garantir a expansão do sistema e sua operação com confiabilidade em consonância com requisitos de qualidade impostos pela sociedade;
- prestação de serviços não discriminatória;
- busca da universalização dos serviços.

Nesse contexto, há a participação dos agentes de geração, comercialização, transmissão, distribuição, além das instituições formais como o operador independente do sistema (ONS), operador do mercado (CCEE), regulador do

mercado (ANEEL) e o planejador do sistema (EPE).

O estado continua a ser responsável pelo gerenciamento do sistema, através da formulação de políticas públicas, da atuação como regulador do mercado, e realizador do planejamento da expansão do sistema, com destaque na geração de energia. Este planejamento torna-se de caráter indicativo, no caso geral e determinativo em algumas circunstâncias específicas.

Neste contexto, é fundamental o desenvolvimento de métodos capazes de estimar os preços futuros da energia, pois destes dependem de investimentos privados (UMBRIA, 1999).

2.2 A evolução do planejamento do setor elétrico

Em países onde é grande a participação da geração hidrelétrica na matriz energética, como é o caso do Brasil, a geração hidroelétrica, que tem custo de “combustível” nulo (embora no modelo seja atribuído um valor nulo à água, nos estudos associados à geração hidrotérmica atribui-se um valor à água armazenada nos reservatórios, equivalente ao custo de operação não hidráulica) é complementada por geração de origem termoelétrica, que tem custo de combustível alto. Além disso, sabe-se que os custos ambientais da geração termoelétrica (gases e particulados liberados) são significativamente maiores. Assim, o objetivo, tanto econômico como ambiental do planejamento da operar maximizando a geração hidrelétrica, na medida do possível, e outras fontes de energia renovável.

O planejamento da expansão era determinativo, e basicamente estabelecia uma política de desenvolvimento voltada para a satisfação de um duplo requisito de confiabilidade e requisitos estratégicos definidos pelo Estado.

A forma tradicional de planejamento da expansão compreende estudos com horizontes, como segue (EPE, 2011):

- **Plano Nacional de Energia (PNE):** analisam as perspectivas futuras, com previsões econômicas, tecnológicas e energéticas em horizonte de até 30 anos. Neste horizonte, definem-se os custos marginais de referência, a polí-

tica industrial e tecnológica dos recursos energéticos. São definidas as diretrizes para os estudos demais estudos da cadeia e determinados os custos marginais de expansão de longo prazo. O Plano Nacional de Energia o estudo de planejamento integrado dos recursos energéticos realizado no âmbito do Governo brasileiro. Conduzido pela EPE em estreita vinculação com o MME. O trabalho fornece os subsídios para a formulação de uma estratégia de expansão da oferta de energia econômica e sustentável com vistas ao atendimento da evolução da demanda, segundo uma perspectiva de longo prazo. O PNE desenvolve um estudo de planejamento de longo prazo de caráter energético considerando a energia elétrica, petróleo, gás natural, biomassa, entre outros. Analisa-se o cenário energético de maneira integrada entre os recursos disponíveis. O PNE 2030 foi o primeiro plano de longo prazo sendo um marco na recuperação do processo de planejamento energético nacional;

- **Plano Decenal de Energia (PDE):** possui horizonte decenal proporciona sinalizações para orientar as ações e decisões relacionadas ao equacionamento do equilíbrio entre as projeções de crescimento econômico do país, seus reflexos nos requisitos de energia e no tocante à necessidade de expansão da oferta, em bases técnica, econômica e ambientalmente sustentável..

Em função do novo modelo do setor, os estudos de planejamento energético, além de indicar a sequência de novos empreendimentos para fins de licitação, visam compatibilizar a confiabilidade do sistema com a modicidade tarifária. Assim, a avaliação econômico-financeira dos futuros empreendimentos de geração é fundamental para a tomada de decisão dos investidores privados.

O problema de planejamento da operação do sistema brasileiro é subdividido em subproblemas de menor complexidade computacional, que devem ser coordenados entre si, quais sejam (FORTUNATO *et al*, 1990; SILVA, 2001):

- **planejamento da operação em longo prazo:** com horizonte de análise de 5 anos, dividido em intervalos mensais. O modelo utilizado nestes estudos é o NEWAVE, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

(CEPEL), para o ONS, que executa o processo de otimização, centralizado e determinativo, da operação do sistema;

- **planejamento da operação de médio prazo:** com horizonte de alguns meses a um ano. O modelo utilizado pelo ONS é o DECOMP, desenvolvido pelo CEPEL, que define o despacho do sistema em intervalos semanais para o primeiro mês e mensais para os demais;
- **planejamento da operação:** de curto prazo: analisa o horizonte de uma semana, desagregando as metas semanais em diárias para cada subsistema. O modelo utilizado neste caso é o DESSEM, que fornece o despacho com horizonte de uma semana, em intervalos de 30 minutos.

As entradas para o cálculo dos preços de suprimento são obtidas a partir do Plano Decenal de Expansão, publicado pelo MME, que fornece a projeção da demanda e a alternativa de referência para atender o crescimento das necessidades de energia do sistema ao longo do horizonte decenal de expansão.

O Programa Mensal de Operação (PMO) define o despacho que será realizado pelo ONS. Este programa define um cenário base², que é utilizado como dado de entrada no modelo computacional de otimização NEWAVE. Este programa computacional define o custo incremental da geração de energia, denominado Custo Marginal de Operação (CMO).

Para tanto, a reestruturação do modelo visa garantir a expansão do parque gerador através de competição na geração de energia e a compra conjunta das distribuidoras em leilões de energia, a fim de assegurar a modicidade tarifária. A próxima seção traça um breve histórico setorial para descrever a evolução do modelo institucional.

2.3 A Evolução do Modelo Institucional

2.3.1 Histórico

Para a compreensão do cenário atual do setor de energia elétrica brasileiro, é

² Cenários de: parque gerador, vazões, intercâmbio entre subsistemas, carga e custo de operação e manutenção das usinas termelétricas.

preciso analisar a sua história. Em 1962 com a criação da *holding*³ estatal Eletrobrás, houve um expressivo incremento na capacidade instalada do sistema, chegando a picos de acréscimos anuais na ordem de 20% (ELETROBRÁS, 1988).

Existia então, a cooperação técnica entre as empresas federais de geração e transmissão e as empresas estaduais de distribuição, com portes e características distintas. No entanto, a expansão acontecia por critérios políticos e frequentemente ocorriam cortes nos orçamentos das empresas estatais, acarretando atrasos nos cronogramas de implantação e, por conseguinte, elevação dos custos dos projetos.

A escassez de investimentos no setor elétrico foi eminente a partir da década de 80, como mostra a Figura 2-1. O aporte financeiro para plantas de geração caiu significativamente, não acompanhando o crescimento da demanda, como mostrado na Figura 2-2.

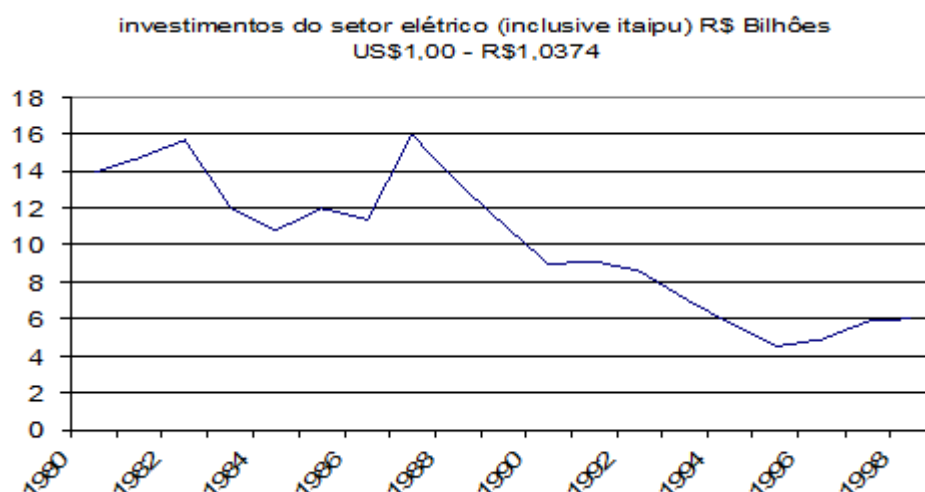


Figura 2-1–Investimentos no Setor Elétrico (Fonte: Plano Decenal 1999/2008)

³ Empresa que adquire a totalidade ou a maioria das ações de outras, que passam a ser suas subsidiárias.

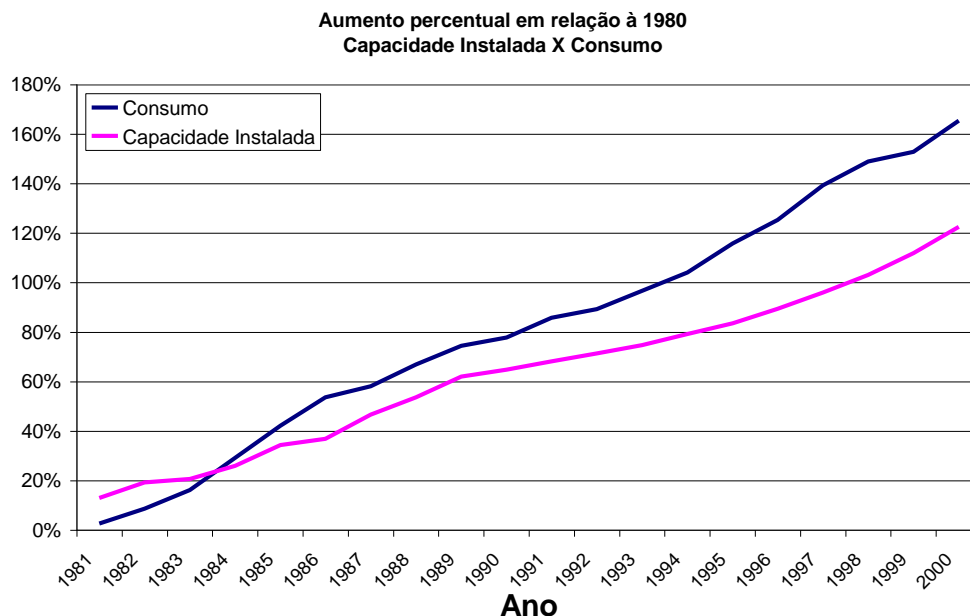


Figura 2-2 - Taxa de crescimento da capacidade instalada x Consumo no Brasil

O processo de reestruturação da indústria de energia elétrica iniciou-se com a Constituição de 1988, a nova Carta Magna, que instituiu a opção da sociedade brasileira de incentivar a iniciativa privada, restringindo a exploração da atividade econômica pelo Estado.

Contudo entre 1988 e 1995, por falta de uma norma legal regulamentadora, nenhuma outra concessão para geração ou transmissão foi outorgada.

Assim, nos anos 90, houve o agravamento de uma crise no setor elétrico com o esgotamento da capacidade de geração das hidrelétricas existentes, devido às incertezas da economia provocadas pelo Plano Real e à escassez de recursos do Governo para atender a necessidade de construção de mais empreendimentos (BANDEIRA, 2003).

2.3.2 A Reestruturação do Setor

Em 1995, as leis de nº 8.987 e 9.074 marcaram o início da reestruturação do setor, inserindo as concessões de serviço público, o produtor independente, o consumidor livre de energia e o livre acesso destes novos agentes aos sistemas de transmissão e distribuição. Este arcabouço regulatório estabeleceu também normas

para outorga e prorrogação de concessões, permissões de serviços públicos e definiu que empresas geradoras poderiam comercializar sua produção diretamente para empresas distribuidoras.

Foi instituído o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico (RE-SEB), que conduziu o setor estatal, antes monopolizado, regulado e verticalizado, para um ambiente que requeria a total desverticalização da indústria de energia elétrica e buscava a livre competição.

Através deste Projeto RE-SEB, iniciou-se a fase de concepção do modelo, sob a coordenação da Secretaria Nacional de Energia do Ministério de Minas e Energia, chegando-se à conclusão de que era preciso criar uma agência reguladora, um operador para o sistema e um ambiente de comercialização, onde energia elétrica fosse negociada (ANEEL, 2005).

A desverticalização possibilitou a competição nos setores de geração e de comercialização de energia elétrica. A Tabela 2-1 faz um comparativo entre o antigo modelo do setor elétrico e o modelo reestruturado.

Tabela 2-1 - Comparativo entre o antigo modelo e o modelo reestruturado do setor elétrico no Brasil (CCEE: 2009)

Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)	Novo Modelo (2004)
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos e privados	Financiamento através de recursos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação.
Empresas predominantemente Estatais	Abertura e ênfase na privatização das Empresas	Convivência entre Empresas Estatais e Privadas
Monopólios - Competição inexistente	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos	Consumidores Livres e Cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ambiente livre: Preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado Regulado	Mercado Livre	Convivência entre Mercados Livre e Regulado
Planejamento Determinativo - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento Indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Contratação: 100% do Mercado	Contratação : 85% do mercado (até agosto/2003) e 95% mercado (até dez./2004)	Contratação: 100% do mercado + reserva
Sobras/déficits do balanço energético rateados entre compradores	Sobras/déficits do balanço energético liquidados no MAE	Sobras/déficits do balanço energético liquidados na CCEE. Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) para as Distribuidoras.

Para alterar os rumos do setor elétrico e estabelecer uma estrutura de mercado, foram tomadas diversas medidas, tais como (SILVA, 2001):

- criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em 1996, responsável: (1) pela licitação de concessões ou conceder permissões e autorizações para empresas geradoras, transmissoras, distribuidoras e comercializadoras de energia elétrica; (2) em solucionar, em âmbito administrativo,

vo, divergências entre concessionárias, permissionárias e autorizadas, bem como entre esses agentes e seus consumidores; (3) por estabelecer critérios para o cálculo de tarifas de transporte e arbitrar seus valores, no caso de impasse na negociação entre os agentes envolvidos;

- criação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), responsável pela contabilização e liquidação das transações comerciais envolvendo energia elétrica;
- definição de que as empresas transmissoras não poderiam desempenhar qualquer atividade de compra e venda de energia;
- definição do livre acesso à rede básica de transmissão.

Em 2001 houve uma crise no abastecimento de energia que levou a uma situação de racionamento no país. O governo federal criou a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica para tratar deste assunto de forma prioritária. Criou-se também o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico com a missão de corrigir as falhas existentes no próprio modelo institucional.

Ao contrário dos países desenvolvidos, o processo de privatização no Brasil não teve, desde o início, a presença de um regulador forte apoiado a uma base legal. Isto ocorreu nitidamente por o governo ter priorizado o tratamento da crise⁴ fiscal em detrimento da eficiência econômica.

A falta de investimentos, associada ao aumento do risco de déficit resultou na crise de energia deflagrada entre junho 2001 e fevereiro de 2002, que causou grandes prejuízos para a sociedade.

Apesar da reestruturação do setor, os investimentos no setor elétrico não vinham sendo realizados a contento. Segundo BANDEIRA (2003) os motivos foram os seguintes:

- queda gradual da tarifa em termos reais;
- vácuo legal sobre as concessões e legislação do setor;
- falta de responsabilidades claras⁵ e distorção de incentivos no setor;
- falta de regulamentações;

⁴ Entende-se como crise fiscal a dificuldade do estado em equilibrar suas contas. Para amenizar o problema, as privatizações serviram como fontes de recursos.

⁵ As concessões não deixavam claro quais entidades do setor eram responsáveis por assegurar a geração adequada e os quais eram os procedimentos de definição de preço e contratos.

- questões ambientais e sociais restringindo os projetos; e
- incerteza generalizada acerca da reestruturação.

Em julho de 2003, o Ministério de Minas e Energia (MME) divulgou a Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico elaborado pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), entidade vinculada ao MME, que submeteu à apreciação da sociedade as diretrizes para a revisão das bases institucionais do modelo empregado até então no setor elétrico. Este trabalho sustenta que o modelo do setor elétrico não obteve resultados favoráveis no tocante (BANDEIRA, 2003):

- à modicidade tarifária⁶;
- à continuidade e qualidade da prestação de serviços, considerando em especial a crise de abastecimento enfrentada no período de 2001/2002;
- à ausência de incentivos à expansão do serviço, demonstrando incapacidade inerente de corrigir desequilíbrios entre oferta e demanda e de apresentar, de forma adequada, sinais de preços e, portanto, sinais de investimento;
- à ausência de incentivos à universalização do acesso e do uso dos serviços de energia elétrica.

O planejamento realizado pelo Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE) mostrou-se ineficiente, pois não atraiu investimentos. Isto ficou claro na ocasião do racionamento deflagrado, no ano de 2001. Portanto, a fim de alterar os rumos do modelo institucional, as leis 10.847 e 10.848, em março de 2004, introduziram, dentre outras, as seguintes modificações no modelo institucional do Setor Elétrico Brasileiro:

- criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE);
- criação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE);
- alteração da denominação da MAE – Mercado Atacadista de Energia para a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE);
- a comercialização de energia passou a ser realizada em dois ambientes: (1) Ambiente de Contratação Regulada (ACR), que abriga as distribuidoras e seus consumidores cativos; (2) Ambiente de Contratação Livre (ACL), des-

⁶ Entende-se por modicidade tarifária o repasse do menor custo possível da energia ao consumidor.

tinado aos contratos bilaterais livremente negociados entre produtores independentes, comercializadoras, auto-produtores e consumidores livres.

A nova lei determinou também a desverticalização efetiva das empresas do setor, sendo que as distribuidoras de energia não podem mais desenvolver as atividades de geração e de transmissão de energia, nem vender energia para consumidores livres, fazendo com que a atividade fim do segmento de distribuição seja apenas o transporte da energia da transmissão até o consumidor final.

Atualmente, as principais instituições e suas respectivas funções são (CCEE,2009):

- Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) – homologa a política energética, em articulação com as demais políticas públicas;
- Ministério de Minas e Energia (MME) – formula e implementa políticas para o setor energético e realiza o exercício do poder concedente;
- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) - realiza a mediação, regulação e fiscalização do funcionamento do sistema elétrico, envolvendo cumprimento das normas do marco regulatório em geral e das obrigações dispostas nos atos de outorga (contratos de concessão, autorização ou permissão) dos serviços de geração, transmissão e distribuição;
- Empresa de Pesquisa Energética (EPE) - executa os estudos de planejamento energético, sob coordenação do MME;
- Câmara de Comercialização de energia Elétrica (CCEE) – realiza a administração dos contratos no ambiente regulado e faz a contabilização e a liquidação das diferenças contratuais no curto prazo de todos os agentes do sistema;
- Operador Nacional do Sistema Elétrico ONS – responsável pela operação integrada e centralizada do sistema elétrico interligado e administração da contratação das instalações de transmissão;
- Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) – realiza o monitoramento das condições de atendimento, com o objetivo de assegurar a implementação de providências com vistas a garantir a normalidade do suprimento de energia elétrica, com coordenação do MME;

- ELETROBRÁS – responsável pelo financiamento, em caráter suplementar, da expansão do setor elétrico; pelo exercício da função de *holding* das empresas estatais federais; pela administração de encargos e fundos setoriais; pela comercialização da energia de ITAIPU e de fontes alternativas contempladas pelo PROINFA e pela coordenação da operação dos sistemas isolados (OSI).

2.3.3 Regulamentação Atual do Mercado

O arcabouço legal das últimas alterações do mercado de energia está resumido a seguir (ANEEL, 2010):

- Portaria nº. 231/2004 que aprova as diretrizes para os leilões de compra e venda de energia elétrica, proveniente de empreendimentos existentes;
- Portaria nº. 219/2004 em que os agentes de distribuição devem definir os montantes de energia e potência associada, contratados em 2004, para entrega a partir de cada ano do período compreendido entre 2005 e 2009, inclusive o montante entregue para os consumidores livres;
- Resolução Normativa nº. 078/2004: determina ao Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, atual CCEE, a responsabilidade pela elaboração de documentos, pertinentes à realização do Leilão de compra e venda de energia;
- Decreto nº. 5.249/2004 altera o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica;
- Decreto nº. 5.163/2004: regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica;
- Lei nº. 10.848/2004: dispõe sobre a comercialização de energia elétrica.

2.4 Discussões finais do Capítulo

Neste capítulo foi abordado, de maneira sucinta, as motivações e as mudanças ocorridas no arcabouço regulatório e metodológico do Setor Elétrico brasileiro,

traçando uma visão desde a década de 60 até a mais recente reestruturação setorial, ocorrida em 2004.

O Capítulo a seguir abordará a formação de preço da energia elétrica no sistema brasileiro, bem como os modelos de despacho que possuem importante papel na precificação da energia.

3 Modelos para Despacho de Geração e Formação de Preço de Energia Elétrica

3.1 Introdução

Os modelos adotados para a formação do preço da energia elétrica dependem em grande parte dos sistemas de geração. Em países com predominância de fontes fósseis ou nucleares, existe a possibilidade de armazenamento do combustível e isto influi nas ofertas de preços: os produtores de energia podem se basear em seus custos e estratégias de mercado determinando os custos marginais do sistema ou seus preços nodais via modelos computacionais específicos. Já em países como o Brasil, cuja predominância é de sistemas hidrelétricos, a disponibilidade de energia para atender o consumo é limitada à capacidade de armazenamento dos reservatórios. Assim, todo planejamento se torna mais complexo e seu horizonte significativamente mais longo, com consequências evidentes no cálculo do preço. Com a reestruturação do setor elétrico ocorrida em vários países, o fornecimento de energia elétrica passou a ser considerado separadamente como a energia em si e **os serviços prestados. Neste novo panorama a energia elétrica vem sendo tratada** como uma *commodity*⁷, de forma que as leis de oferta e demanda passaram a influenciar o preço do MWh que. Desta forma, foram adotados modelos para o setor elétrico, chamados tais como *Loose Pool* e *Tight Pool*.

No (i) *Modelo Loose Pool*, os geradores ofertam as quantidades de energia e os respectivos preços pelos quais estão dispostos a gerá-la, assim montando a curva de oferta do sistema. No lado da demanda os consumidores fazem propostas de preços para diversos patamares de consumo, assim definindo a curva da demanda. A interseção das curvas de oferta e de demanda do sistema define o

⁷Produto com participação no comércio internacional.

preço da energia e os geradores a serem despachados. Entre os países que adotam o *Loose Pool*, pode-se citar a Itália, Colômbia e Inglaterra. (MARZANO, 2004).

Já o (ii) *Modelo Tight Pool* caracteriza-se por possuir um operador independente que define o despacho da geração de forma centralizada, com o objetivo de minimizar os custos de operação do sistema. O preço da energia é definido com base no custo marginal de operação (CMO), que é o custo da geração de uma unidade incremental de energia para atender a uma carga adicional.

O modelo adotado no Brasil, por sua predominância hidrelétrica e pelos complexos vínculos hidráulicos entre empresas de proprietários diferentes, é o *Tight Pool*. O agente responsável pelo despacho é o Operador Nacional do Sistema (ONS), que decide o montante a ser despachado por cada usina integrante do Sistema Interligado Nacional (SIN). O *Tight Pool* é caracterizado pelos seguintes aspectos (BORN e ALMEIDA, 1998):

- os dados técnicos das usinas são submetidos ao operador do sistema, tais como, níveis de armazenamento, vazões afluentes e disponibilidade das máquinas;
- os geradores termelétricos também submetem seus dados técnicos, incluindo o preço do combustível e o seu consumo por unidade geradora;
- os consumidores (consumidores livres e distribuidoras) disponibilizam seus dados de carga;
- os preços da energia no mercado de curto prazo são calculados através de um modelo de otimização;
- a metodologia da obtenção de preços no curto prazo é definida no âmbito de um acordo de mercado, celebrado entre os participantes da CCEE; e
- o despacho da geração é controlado por um órgão independente do sistema, no caso brasileiro é o ONS.

3.2 Planejamento da Operação Energética Em Sistemas Hidrotérmicos

No livre mercado, o preço de um produto qualquer é determinado pela lei da oferta e da procura. A figura 3.1 demonstra como o valor de um bem ou serviço depende das dimensões da oferta e da procura, que determinam o equilíbrio do mercado. Com o aumento da oferta, a tendência é que ocorra uma redução nos preços. No caso de escassez de um bem ou serviço, os preços tendem a aumentar.

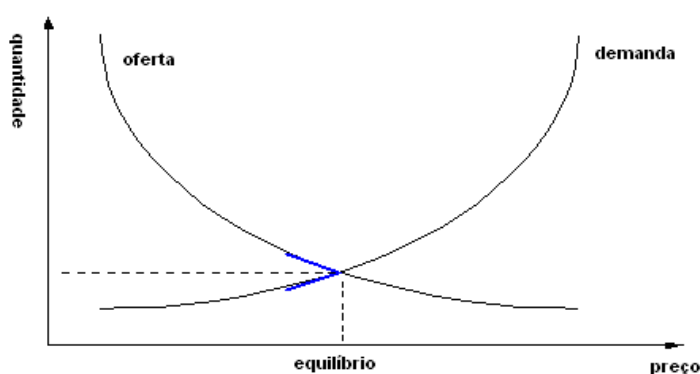


Figura 3-1 - Curva da oferta e da demanda

Em sistemas hidrotérmicos, diz-se que a tomada de decisão é acoplada no tempo, ou seja, há relação direta entre a decisão da operação tomada no presente e a sua consequência futura. Por exemplo, se houver um despacho hidrelétrico expressivo anterior a um período de seca, corre-se o risco de despachar muitas usinas térmicas a um custo mais elevado no futuro, ao passo que se houver um despacho térmico anterior a um período de altos índices de afluições, haverá vertimento de água, incorrendo em desperdício de energia, como mostrado através da Figura 3-2.

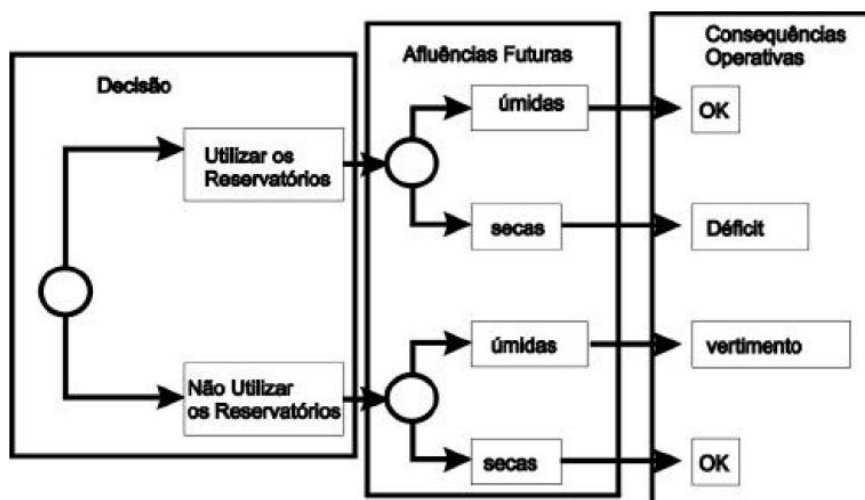


Figura 3-2 - Consequências operativas de um despacho hidrotérmico (Fonte: MARZANO, 2004)

Portanto, na tomada de decisão da operação de um sistema hidrotérmico deve-se comparar o benefício imediato do uso da água e o benefício futuro. Este acoplamento no tempo pode ser representado por uma função de custo futuro (FCF) e uma função de custo imediato (FCI). A FCI aumenta com o volume final armazenado. A decisão de economizar água no estágio atual resulta em um maior gasto com geração térmica nesse estágio. De maneira contrária, a FCF diminui com o volume final armazenado, pois a decisão de economizar água no presente está relacionada a um menor uso de geração térmica no futuro.

Logo, a decisão ótima ocorre quando a soma da FCI e da FCF é mínima, como pode ser observado na Figura 3-3. O ponto ótimo é aquele onde as derivadas da FCF e da FCI em relação ao volume final são iguais em módulo, como descritas pela equação abaixo (MARZANO, 2004):

$$\frac{\partial(FCI + FCF)}{\partial V} = \frac{\partial FCI}{\partial V} + \frac{\partial FCF}{\partial V} = 0 \Rightarrow \frac{\partial FCI}{\partial V} = -\frac{\partial FCF}{\partial V} \quad (3.1)$$

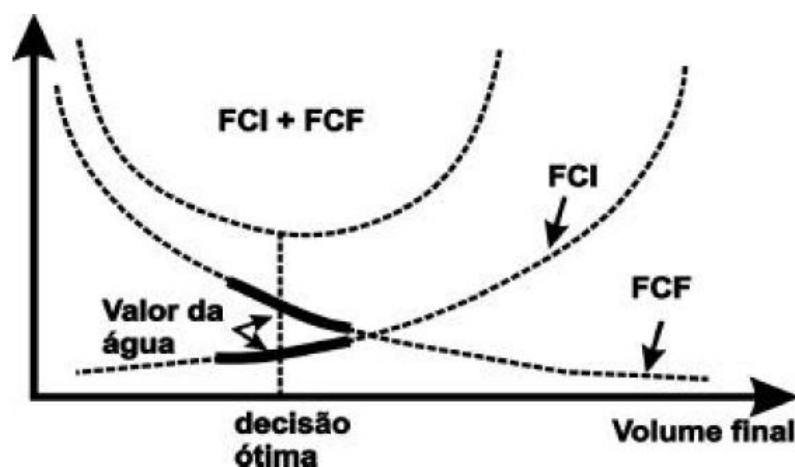


Figura 3-3 - Decisão ótima para o uso da água. (Fonte: MARZANO, 2004)

Em um sistema com predominância hidrelétrica e com regularização plurianual, a cada intervalo de tempo é necessário decidir qual é o nível adequado de geração termelétrica complementar e o quanto deplecionar os reservatórios. A geração hidrelétrica é de natureza estocástica, pois sofre dependência direta das incertezas existentes sobre o nível das afluições futuras às usinas hidrelétricas no momento em que a decisão operativa é tomada.

3.3 Formulação do Problema do Planejamento da Operação

Resolver o problema de planejamento da operação significa decidir, ao início de cada estágio, quais serão as unidades geradoras acionadas e que montantes de energia cada um desses geradores deverá produzir, de forma a minimizar a quantidade de água a ser turbinada e consequentemente o custo de operação de todo o período. O problema da operação deve considerar em sua formulação as afluições associadas a cada estágio⁸, e também o custo operativo da etapa anterior. Seu cálculo é estocástico, pois se baseia em probabilidades de afluições futuras.

A geração termelétrica ocorre por ordem de mérito⁹, sendo despachada após a geração hidrelétrica. Se a geração termelétrica complementar não for suficiente

⁸ É o estágio em que é discretizado o estudo, no caso do NEWAVE a base é mensal.

⁹ É o ordenamento do despacho por custo, ou seja, as usinas termelétricas com menor custo unitário são despachadas antes que as usinas de maior custo.

para o atendimento da carga, como último recurso, recorre-se ao déficit. O custo de geração está associado principalmente ao custo operativo das unidades termelétricas (ou déficit) e não diretamente à geração hidráulica.

Devido às complexidades do sistema, é impossível se dispor de um modelo matemático único para o tratamento do problema de planejamento da operação. Assim o problema é subdividido em uma cadeia de modelos computacionais apropriados para cada fase do planejamento da operação. Os modelos adotados no sistema brasileiro foram todos desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), os quais são brevemente descritos na próxima seção.

3.4 Modelos Computacionais de Otimização

O modelo **NEWAVE** é o primeiro da cadeia e é responsável pela otimização do planejamento da operação energética de longo prazo, o qual corresponde a cinco anos. Este modelo define para cada mês do horizonte a minimização dos custos da operação (FCI+FCF). Para simplificação do problema, o programa agrega as usinas de um subsistema¹⁰ em um reservatório equivalente. O NEWAVE simula um grande número de séries hidrológicas, podendo estas serem geradas pelo modelo (séries sintéticas) ou históricas¹¹. Os dados de entrada do modelo são:

- cenário de demanda do sistema;
- configuração do parque gerador atual e em expansão (planejado);
- custo de manutenção e operação das usinas termelétricas;
- limites máximos de transmissão entre os subsistemas; e
- histórico de vazões.

Estes dados usualmente são extraídos do Plano Decenal de Expansão

¹⁰Os subsistemas do SIN são S, SE/CO, N e NE.

¹¹ A série histórica de vazões afluentes de uma usina é uma seqüência de valores mensais de vazão natural, correspondendo à média das vazões mensais de um posto fluviométrico. Uma série produzida por um modelo estocástico de vazões afluentes é uma série sintética, que tem por objetivo representar uma amostra das possíveis afluições futuras.

(PDEE) ¹². Como dado de saída o **NEWAVE** fornece os custos marginais de operação e também sua meta de geração para o período referentes aos subsistemas simulados (SILVA, 2001). O modelo utiliza programação linear que possui um método recursivo de cálculo, construindo a função custo futuro a partir da configuração do sistema do último período¹³ analisado.

O modelo **DECOMP** desagrega os dados obtidos com o NEWAVE, utilizando como entrada a FCF gerada pelo NEWAVE, juntamente com os níveis atuais dos reservatórios, as previsões mais recentes de afluência e as informais mais detalhadas de curto prazo. A partir destes dados, o DECOMP define as metas de geração das usinas de cada subsistema. A discretização do modelo é semanal para o primeiro mês e mensal para os demais meses, com um horizonte de alguns meses até um ano. Como o horizonte de estudo é menor, os dados se aproximam mais da realidade e as vazões podem ser determinísticas para um determinado período e estocásticas para os períodos posteriores. A incerteza com relação às afluências dos diversos aproveitamentos do sistema é representada através de uma árvore de cenários hidrológicos com probabilidades associadas a cada ramo.

A cadeia de planejamento da operação é finalizada com o modelo **DESSEM**, que calcula o despacho otimizado com um horizonte de duas semanas, sendo os dois primeiros dias discretizados em intervalos de 30 em 30 minutos. No modelo DESSEM há um alto grau de detalhamento, com uma modelagem mais precisa no tocante às usinas hidrelétricas, termelétricas e às restrições de transmissão, incluindo contingências operacionais. Isto ocorre por o DESSEM utilizar-se de modelos computacionais de fluxo de potência. Nesta etapa, há coordenação entre o centro de despacho principal e os centros de despachos regionais.

Deve-se destacar que o acoplamento entre o NEWAVE e o DECOMP e entre o DECOMP e o DESSEM é realizado através da FCF, que traduz para o modelo da etapa seguinte o impacto da utilização da água armazenada (MARZANO, 2004).

Os estudos de longo prazo têm por finalidade orientar as decisões no curto prazo, informando as consequências futuras de cada uma das decisões.

¹² O Plano Decenal de Expansão é elaborado anualmente, tem caráter indicativo no tocante à geração apontando os projetos mais viáveis, e está a cargo da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

¹³ Para que o programa não simule o deplecionamento total dos reservatórios no último período é necessário alongar a simulação a um período pós horizonte de planejamento, usualmente de 5 anos, para a estabilização final.

A Figura 3-4 mostra o fluxograma, desde o planejamento da expansão (Plano Decenal), passando pelo planejamento da operação de longo prazo através da simulação do NEWAVE, do planejamento de médio prazo com a simulação do programa DECOMP e do programa de pré-despacho com a execução do modelo DESSEM.

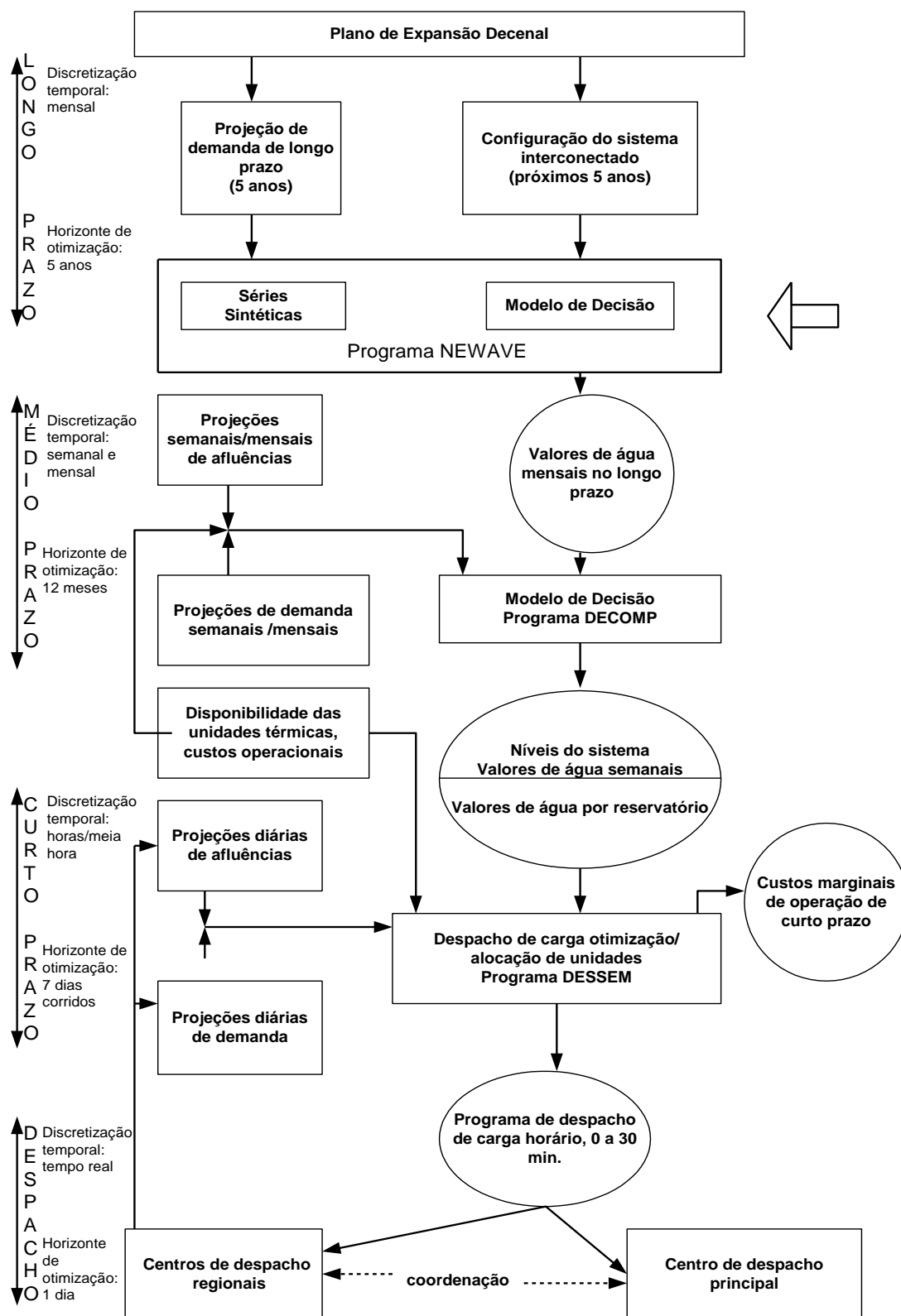


Figura 3-4 - Etapas do planejamento da operação energética e despacho do sistema (Fonte: Silva, 2001)

3.5 Formação do Preço da Energia Elétrica

Como mencionado anteriormente, o preço de um bem ou serviço é resultado da lei da oferta e da procura. No caso da energia elétrica, o preço deve refletir não apenas a entrega do produto energia, mas também estabelecer sinais que incentivem a expansão e o retorno dos investimentos no sistema.

3.5.1 Formação do Preço de Curto Prazo

O preço de curto prazo é calculado com base no Custo Marginal de Operação (CMO), também conhecido como preço spot. O CMO é calculado pela mesma cadeia de modelos utilizados pelo ONS para a operação do sistema, sendo também utilizados os mesmos dados, exceto as restrições de transmissão interna aos submercados¹⁴ e as unidades geradoras térmicas em teste. Nota-se, pela Figura 3-5, que a variação do CMO está intimamente ligada à energia armazenada no sistema e que o CMO pode ter uma grande variação em um curto período de tempo.

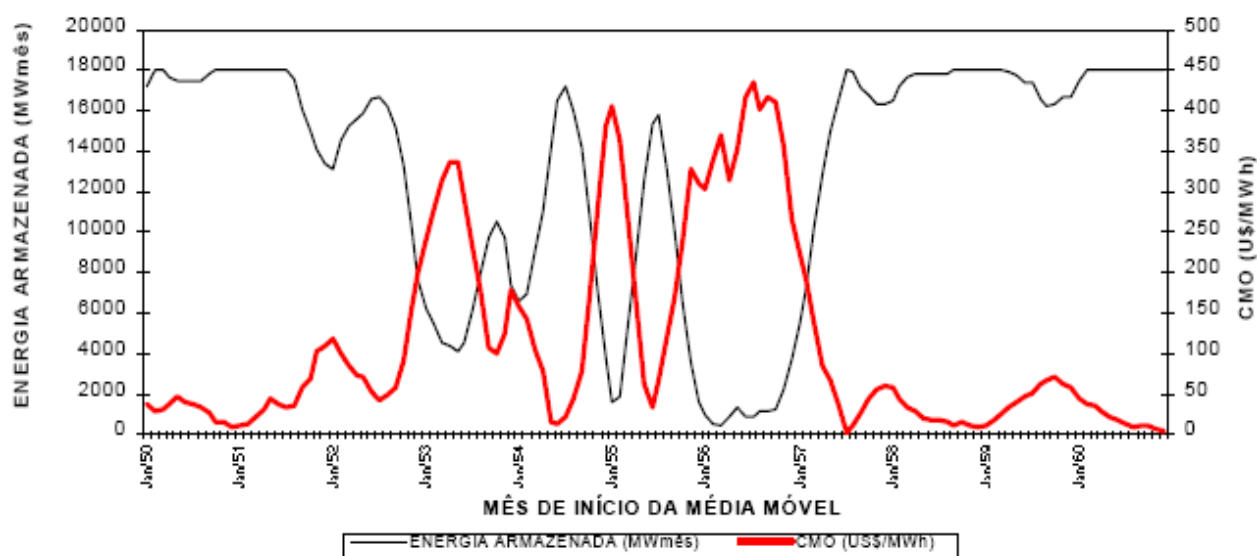


Figura 3-5 - Comparação entre Energias Armazenadas e CMOs (Região Sul, médias móveis de 5 anos) (Fonte: BORN ; ALMEIDA, 1998)

O CMO é calculado em duas etapas: na etapa *ex-ant* simula-se o despacho do sistema e na etapa *ex-post*, o cálculo é feito após o despacho realizado. Na

¹⁴O Brasil possui quatro submercados (S,SE/CO,N,NE) que são correspondentes aos quatro subsistemas utilizados no cálculo do preço de curto prazo.

simulação *ex-ant*, as restrições internas aos submercados são retiradas dos dados de entrada, para que o preço da energia seja “igual em todos os pontos do submercado”. Já na etapa *ex-post*, a operação é contabilizada com o despacho tendo sido realizado pelo ONS.

A diferença de preço do CMO entre o despacho simulado na etapa *ex-ant* e na etapa *ex-post* é embutida no Encargo de Serviço do Sistema¹⁵ (ESS). Os custos de restrições de operação correspondem ao ressarcimento para as unidades geradoras cuja produção tenha sido afetada por restrições de operação dentro de um submercado. A diferença entre a geração realizada (instruída pelo ONS) e a geração prevista na programação (sem restrições da CCEE) pode resultar em duas situações possíveis, ilustradas na Figura 3-6, onde:

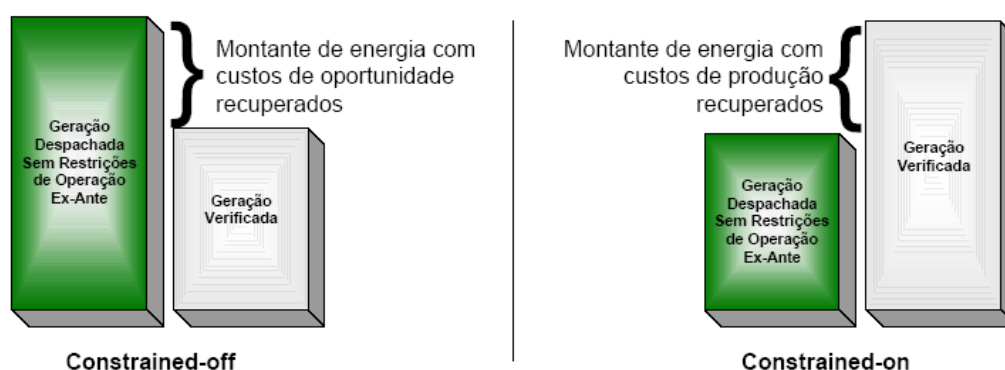


Figura 3-6 - Diferença da geração sem restrições e a geração efetivamente realizada (CCEE, 2009)

- **Constrained-on :** produção verificada maior que a “simulação de despacho” da CCEE (formação de preço *ex-ante*). Devido às restrições da transmissão, e para obter o despacho que atende os requisitos de demanda e de estabilidade do sistema, usinas que deveriam permanecer desligadas foram despachadas.

¹⁵Os Encargos de Serviços do Sistema (ESS) são os valores destinados à recuperação dos custos incorridos na manutenção da confiabilidade e da estabilidade do Sistema para o atendimento do consumo e que não estão incluídos no Preço MAE (CCEE, 2005). Este item será melhor descrito posteriormente.

- Constrained-off: produção verificada menor do que o despacho da CCEE. Usinas que estavam na ordem de mérito de despacho da CCEE podem produzir menos ou mesmo permanecerem desligadas no despacho real.

As restrições¹⁶ internas e externas das linhas de transmissão podem alterar o preço da energia, na eventualidade de impedirem que usinas de custo mais baixo despachem uma maior quantidade de energia, tornando necessário despachar usinas com um custo operacional mais alto. Esta situação é bem discutida por BORN e ALMEIDA (1998).

O valor pelo qual é valorada a energia no curto prazo pela CCEE é chamado de Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Este preço é determinado semanalmente para cada patamar¹⁷ de carga com base no CMO (formação de preço *ex-ante*), limitado por um preço máximo e mínimo vigente para cada período de apuração e para cada submercado.

O primeiro modelo simulado para a obtenção do PLD é o NEWAVE e com os resultados deste é simulado o modelo DECOMP, estabelecendo assim o preço para o período de uma semana.

3.5.2 Custo Marginal de Expansão (CME)

O Custo Marginal de Expansão é referência para a expansão do sistema e reflete quais os custos necessários para suprir o aumento na demanda, ou seja, o CME representa a expectativa de custo da expansão do parque de geração de energia elétrica para atender a demanda adicional. Envolve a escolha da matriz energética e a tecnologia empregada, tanto no lado da oferta, quanto no lado da demanda, e as mudanças de hábitos do consumidor.

Quando o CMO aproxima-se do CME, significa que os custos da operação estão se aproximando aos custos da geração de novos empreendimentos. No sistema brasileiro, os custos marginais são crescentes ao longo do tempo, pois as fontes mais econômicas são agregadas antes ao sistema, ou seja, as fontes

¹⁶ Estas restrições podem ser restrições de capacidade máxima física de transmissão ou contingência operacional, como por exemplo, queda de uma linha de transmissão.

¹⁷ Para a modulação da carga ou da geração são utilizados, tanto para a simulação quanto para a comercialização e planejamento da transmissão, três patamares: pesado, médio e leve.

utilizadas primeiramente são as de geração mais barata (FORTUNATO *et al*, 1990).

3.5.3 Os Serviços do Sistema

Os serviços do sistema elétrico são amplos e constituem-se dos requisitos de qualidade, da continuidade na entrega de energia elétrica e da sua manutenção. Para o consumidor final, o fornecimento da eletricidade se resume no produto que é a energia elétrica. Porém, a tarifa de energia tem incluído em seu valor o custo dos serviços do sistema: de transmissão, ancilares, de operação e administração (SILVA, 2001).

Os serviços ancilares visam basicamente à manutenção da frequência e da tensão, dentro de tolerâncias especificadas em regime normal de operação do sistema elétrico. Estes serviços incorrem em custos para seus fornecedores, geralmente para os geradores.

O acesso aos sistemas de transmissão não se limita apenas a permitir a conexão de geradores e carga à rede de transmissão. Em adição, um conjunto de outros serviços é requerido a fim de assegurar uma operação eficiente e segura do sistema, após a efetivação da conexão.

3.5.4 Contabilização e Liquidação da Energia

A contabilização é realizada através de um processo de coleta e reconciliação dos dados de medição, os quais são ajustados para levar em consideração as perdas de transmissão. A contabilização ocorre de modo que a geração total efetiva coincida com a carga total efetiva

A contabilização da CCEE leva em consideração toda a energia contratada por parte dos agentes e toda a energia efetivamente verificada (consumida ou gerada).

As empresas geradoras, distribuidoras e comercializadoras de energia elétrica registram na CCEE os montantes de energia contratada, assim como os dados de medição, para determinar a diferença entre o que foi produzido ou consumido e o que foi contratado. Essa diferença é liquidada ao preço de curto prazo (PLD), para cada submercado e para cada patamar, mensalmente.

A CCEE é regida por um conjunto de regras comerciais que devem ser cumpridas por todos os agentes do mercado, para que haja um melhor desempenho do modelo setorial.

3.5.5 As referências de preço da energia elétrica

Em sua forma final a energia elétrica não é passível de armazenamento em grandes quantidades, contudo pode-se armazenar energia em outras formas antes de transformá-la, através de energia cinética da água nos reservatórios de usinas hidrelétricas, energia química dos combustíveis, etc.

O sistema elétrico brasileiro, pela predominância hidrelétrica, depende das afluições e dos volumes armazenados nos reservatórios. Assim, o preço de curto prazo deve refletir as condições conjunturais do sistema seguindo as tendências do CMO. É por este motivo que os contratos firmados no curto prazo tendem ao PLD, que é o CMO limitado a um piso e a um teto.

O preço da energia elétrica, para cada agente, depende do portfólio contratual definido através das negociações realizadas, do prazo de entrega do produto e do período de vigência contratual. Contratos de maior prazo tendem a refletir a expansão do sistema, sendo utilizado o CME como balizador da expansão do sistema. A energia negociada com maior prazo contratual funciona como *hedge* (proteção) em relação ao curto prazo. Ou seja, o agente que contrata no longo prazo paga um “prêmio” para não sofrer as abruptas oscilações de curto prazo. Em contrapartida, quem fica exposto ao curto prazo pode obter vantagem quando o sistema passa por um bom momento, contudo está exposto a flutuações caso a conjuntura mude rapidamente.

Após a implantação do novo modelo, os leilões de energia do ACR têm papel de balizadores de preço para a energia negociada, refletindo no momento do certame as projeções dos agentes para a evolução da demanda associada com as ofertas das fontes viabilizadas para cada leilão.

3.6 Discussões finais do Capítulo

O Capítulo 3 abordou, de maneira simplificada, o modelo de despacho e consequentemente de precificação no SEB, assim, pôde-se observar a relevância das condições hidrológicas na composição da oferta de energia, vinculando a disponibilidade hidrelétrica ao preço de curto prazo.

O próximo Capítulo contextualizará a distribuição de energia no Brasil e o novo conceito adotado a partir de 2004 e o seu papel no planejamento da expansão da geração do setor elétrico.

4 A Distribuição de Energia no Modelo Setorial

4.1 Introdução

A distribuição de energia é atualmente peça fundamental para garantir os objetivos do novo modelo do setor elétrico brasileiro, vinculando a contratação de longo prazo à expansão do parque gerador. O órgão regulador passou a controlar o regime de contratação através do repasse ao consumidor final.

Neste capítulo é abordado o ambiente de negócios das distribuidoras de energia, após a recente reestruturação, tratando principalmente dos aspectos ligados à comercialização de energia.

4.2 A função da distribuição de energia

Distribuição de energia elétrica é a atividade responsável pelo transporte da energia desde a rede básica (transmissão acima de 230 kV) até o consumidor final. É a distribuição que está em contato direto com a maioria dos consumidores e realiza a ligação entre o sistema e o consumidor comum.

A primeira reestruturação setorial, ocorrida a partir dos anos 90, possibilitou que grupos empresariais sob mesmo controle realizassem o *self dealing*, ou seja, o mesmo grupo gerava e comprava a energia, repassando o custo ao consumidor cativo, apesar da regulação impor certos limites.

O novo modelo adotado a partir de 2004 alterou substancialmente esta situação. As distribuidoras, além de não auferir lucro com a comercialização de energia, não podem ter participação em empresas de geração¹⁸ e nem vender energia ao ACL, garantindo assim a isonomia do acesso aos agentes.

¹⁸ Exceto para empresas que possuem mercado próprio inferior a 500 GWh/ano, em sua área de concessão e ainda com repasse do custo da geração disciplicando pela ANEEL.

Para evitar o *self dealing*, aumentar a competitividade na geração e garantir a expansão do sistema, as distribuidoras passaram a ser obrigadas a comprar a energia elétrica através de leilões de energia e em conjunto (*pool* de distribuidoras). Com isso os agentes de distribuição funcionam como representantes do consumidor para comprar e fornecer ao consumidor final.

Assim, fica definido pelo novo modelo que as distribuidoras de energia possuem como atividade fim apenas o serviço de fio, garantindo o acesso a qualquer agente, de geração ou de consumo.

Por se tratar de um monopólio natural, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em seu papel de regulador, fiscaliza os serviços prestados pelo distribuidor visando garantir a modicidade tarifária e a qualidade dos serviços prestados, através de metas de continuidade, níveis de qualidade técnica e padrões comerciais de atendimento.

A metodologia utilizada pela ANEEL para cumprir seus objetivos é a simulação da concorrência de uma determinada distribuidora de energia através de uma empresa de referência, ou seja, calcula-se para uma empresa fictícia as despesas para a operação e manutenção da atividade de distribuição e concede-se uma tarifa regulada com base nos ativos da empresa. O ajuste entre o projetado e o realizado é feito na próxima revisão tarifária ajustando-se a tarifa para o ciclo seguinte.

4.3 A composição da tarifa de energia

A tarifa de energia é segmentada em dois grandes grupos: (i) a parcela A de custos não gerenciáveis pela distribuidora e a (ii) parcela B de custos gerenciáveis pela distribuidora.

Na parcela A, encontram-se as tarifas de acesso ao sistema de transmissão, os encargos setoriais e a compra de energia que são de repasse integral ao consumidor, caso o agente obedeça todas as regras estabelecidas (em caso contrário, é previsto prejuízo para as distribuidoras.)

Já a parcela B, remunera a empresa para cobrir os custos de operação e manutenção e despesas com pessoal e também contempla a remuneração dos ativos

não depreciados e os investimentos a uma taxa controlada pela ANEEL. A parcela B representa cerca de 30% do total da tarifa paga pelo consumidor.

Na Figura 4-1 apresenta um esquemático da composição entre as tarifas.

Ressalta-se que os consumidores livres compram apenas a energia de maneira livre e o restante das despesas são pagas à distribuidora a qual o consumidor está conectado, pagando a tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD).



Figura 4-1 – Representação esquemática da composição da tarifa das distribuidoras.

4.4 As formas de contratação de energia no ACR

A abertura de mercado, promovida na década de 90, estabeleceu uma fase transitória, em que os agentes de distribuição eram 100% cobertos através de contratos iniciais compulsórios, contratos estes que sofreram uma redução de 25% a cada ano entre os anos de 2002 a 2005. Após 2005, os contratos iniciais seriam substituídos por contratos bilaterais, pactuados livremente entre os distribuidores e geradores e uma parcela de 10 a 15% poderiam ser negociados no mercado de curto prazo.

A partir de 2004, as distribuidoras de energia passaram a ter a obrigação de garantir a totalidade do seu mercado a partir de contratos firmados através de leilões de compra de energia em diversas modalidades, estabelecendo Contratos de Co-

mercionalização de Energia em Ambiente Regulado (CCEARs) (TOLMASQUIM, 2011), tais como:

- **Leilões de Energia Existente (LEEs):** Proveniente de fontes amortizadas e, por conseguinte, a preços mais baixos, com duração contratual de 3 a 15 anos e para a entrega da energia no ano seguinte (A-1);
- **Leilões de Energia Nova (LENs):** Energia ofertada por usinas novas, que necessitam de investimentos para a sua construção, e teoricamente, com preços mais altos que usinas existentes, (duração contratual de 15 a 35 anos) para entrega no terceiro **(A-3)** e no quinto **(A-5)** ano após negociar a energia;
- **Leilão de Projetos Estruturantes (LPEs):** São Leilões de Energia Nova em que empreendimentos com prioridade de licitação, indicado pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e considerado como estratégico;
- **Leilões de Fontes Alternativas (LFAs):** Energia proveniente de, por exemplo, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), usinas movidas à biomassa e a energia eólica, independentemente de serem novas ou existentes; e
- **Leilões de Ajuste (LAs):** Leilões para complementar o atendimento das distribuidoras, com duração contratual de 3 meses a 2 anos de duração.

Os eventos de contratação de energia são mostrados na Figura 4-2, que coloca em escala temporal cada tipo de contratação com referência no ano de início de suprimento “A”.

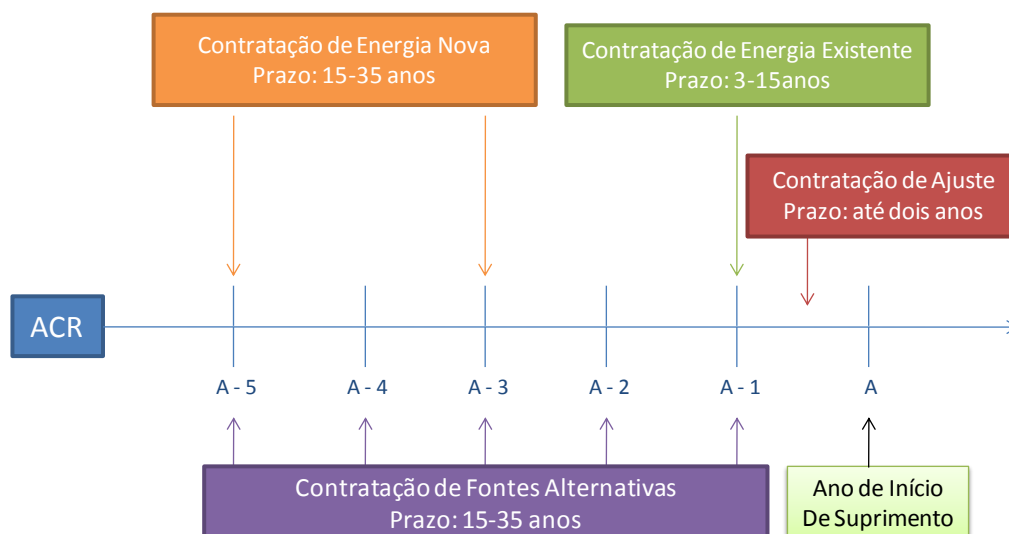


Figura 4-2 – Eventos de contratação de energia (Fonte: TOMALSQUIM, 2011).

Além dos contratos citados acima, as distribuidoras podem optar pela **Contratação de Geração Distribuída (CGDCPs)**, na sua área de concessão, por meio de chamada pública por elas promovida limitado a 10% da carga total do agente.

Mesmo com as novas determinações tomadas a partir de 2004, os contratos anteriores ao Decreto nº 5.163/2004 foram respeitados e mantidos até o final da vigência, tais como:

- **Contratos Bilaterais (CB);**
- **Contratos de Leilões Anteriores (CLA); e**
- **Contratos de Geração Distribuída Oriunda de Desverticalização (CDBs);**

Ainda há os contratos “compulsórios” em que é obrigatória a participação das distribuidoras, como a energia suprida pelos **Contratos da Itaipu Binacional (CIT)** para as distribuidoras dos submercados Sudeste/Centro Oeste e Sul e os **Contratos do PROINFA (CPFA)**. A Lei nº 12.111/2009 estipula que o pagamento da energia das usinas **Angra 1** e **Angra 2** deve ser rateado entre todas as distribuidoras a partir de janeiro de 2013 (**Cangas**). Salienta-se que estes contratos ainda não foram regulamentados.

A Figura 4-3 mostra a dimensão da energia lastreada através de contratos no período de 2000 a 2010. Neste gráfico, fica nítida a substituição dos contratos iniciais por contratos CCEARs. Destaca-se que a figura mostra todos os contratos do

SIN e também contempla os contratos efetuados no mercado livre. Apenas para situar, as proporções entre os mercados livre e regulados foram, respectivamente, 25% e 75% do total consumido em 2010 (CCEE,2011).

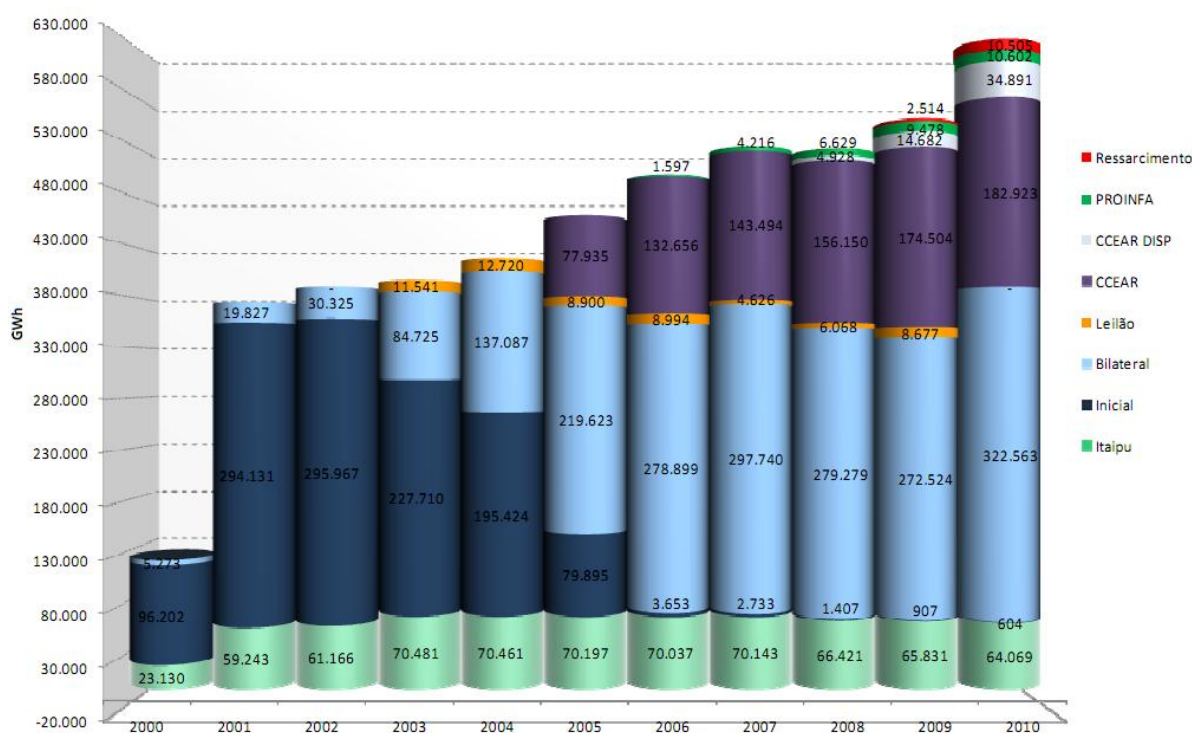


Figura 4-3 – Energia Contratada por tipo de contrato (Fonte: CCEE, 2010).

4.5 A atuação da regulação nos contratos do ACR

A ANEEL, na função de agente regulador, dá liberdade para o distribuidor comprar energia em qualquer modalidade contratual dentro do ACR¹⁹, porém limitam-se os volumes e os preços repassáveis na tarifa do consumidor cativo, garantindo o suprimento e a modicidade tarifária.

A legislação traz um misto de incentivos e penalidades visando à contratação eficiente da energia, bem como mecanismos de ajustes para erros de previsão de longo prazo.

19 Exceto para contratos compulsórios (CIT, CPFA, CANG) e aqueles firmados anteriormente ao Decreto nº 5.163 (CB)

A prioridade é a recontração de energia existente (**LEE**), seguida dos **LENsA-5** e por fim os **LENsA-3** que, em tese, seguem uma lógica de preços crescentes. Isto ocorre porque os **LEEs** comercializam energia de fontes já amortizadas; os **LENs A-5, por sua vez**, viabilizam fontes mais baratas (geração de base através de hidro e termelétricas a gás natural) e, finalmente, os **LENs A-3** possuem construção mais barata e rápida, porém, um custo operativo mais dispendioso (geração de ponta).

O valor de referência (VR) da expansão reflete o preço médio do *pool* sendo o balizador de mercado, calculado a partir da ponderação dos volumes contratados por todas as distribuidoras nos leilões de energia nova para cada ano (início de suprimento) de referência (TOLMASQUIM, 2011).

$$VR = \frac{VL5 \cdot Q5 + VL3 \cdot Q3}{Q5 + Q3} \quad (4.1)$$

Onde: VL5, VL3, Q5 e Q3 representam os preços médios de compra e as quantidades de energia adquiridas em leilões A-5 e A-3, incluindo os leilões de projetos estruturantes

O VR traz incentivo à contratação eficiente já que o repasse dos LENs é realizado a preço de VR nos três primeiros anos de vigência do contrato. O distribuidor apenas obtém vantagem quando os contratos forem feitos a um preço inferior ao preço médio do *pool*. Caso contrário, os distribuidores auferem prejuízo nos três primeiros anos de vigência contratual.

Para que a reposição dos contratos de energia existente vincendos não sejam substituídos por contratos de energia nova que, por conceito, é mais cara do que a energia existente já amortizada, o repasse dos custos de aquisição de energia nova é limitado ao Valor de Referência da Energia Existente em R\$/MWh (VRE).

$$VRE = \frac{VR \cdot VLE}{VL5} \quad (4.2)$$

Onde: VLE é o valor médio ponderado de aquisição de energia elétrica proveniente LEEs ano A-1 em R\$/MWh.

O VRE é aplicado apenas se a energia existente for recontratada abaixo de um Limite Inferior (LI):

$$LI = MR - 4\% \cdot MI \quad (4.3)$$

Onde: MR é o Montante de Reposição (MWh), e MI (MWh) é o Montante Inicial de energia dos CCEARs que fazem parte do cálculo do MR.

A aplicação do VRE valora o montante contratado em substituição à energia existente não reposta. Primeiro, é verificado se os contratos em LENs A-3 são suficientes para atingir o LI. Caso não sejam suficientes, o volume é complementado por contratos de LENs A-5. O repasse do volume à VRE é realizado nos três primeiros anos de suprimento.

O volume máximo a ser contratado nos leilões A-3 é 2% da carga verificada da distribuidora no A-5. Caso esta hipótese não se verifique, a parcela superior ao limite é repassada pelo valor mínimo entre VL3 e VL5. Esta regra permanece até o fim da vigência contratual, obedecendo à prioridade do volume repassável à VRE nos três primeiros anos de suprimento.

A versão do decreto 5.163/2004, utilizada no desenvolvimento deste trabalho, corresponde à versão anterior a setembro de 2010. A partir desta data, dois novos dispositivos alteraram parte do texto do referido decreto (Decretos nº 7.317 e nº 7.521/2011), inclusive o cálculo do MR.

4.6 Gestão de Risco de Contratação dos Distribuidores

Os distribuidores são responsáveis pela projeção da demanda nas respectivas áreas de concessão, cinco anos à frente. Pequenos erros de projeção podem

resultar em grandes diferenças no montante contratado, já que o crescimento da curva de carga geralmente é dado por curvas exponenciais. Isto faz com que seja grande o risco de os distribuidores serem penalizados por erros de previsão, seja pela sobrecontratação, seja pela subcontratação.

O Mecanismo de Sobras e Déficits (MCSDs) consiste no principal efeito mitigador de erros de previsão de demanda, aumentos involuntários de contrato (como, por exemplo, o contrato de Itaipu) ou déficits contratuais. O MCSD realoca contratos de energia existente entre os distribuidores com sobra de contratos para distribuidores com déficit contratual.

Ainda no cômputo do repasse tarifário, deve ser considerada a exposição involuntária do agente a eventos alheios à decisão do distribuidor. Um exemplo disso é quando ocorrem compras frustrada nos leilões, isto é, quando o distribuidor declara necessidade de compra e no processo licitatório não se consegue ofertar a totalidade da energia declarada para o seu mercado.

4.7 Discussões finais do Capítulo

No Capítulo 4 foi discutida a distribuição de energia, a partir, do novo conceito introduzido em 2004, com enfoque para os mecanismos de contratação de energia para o atendimento do seu mercado cativo.

A seguir será abordada a revisão da literatura que trata de riscos dos agentes de distribuição na contratação de energia.

5 Revisão da Literatura

5.1 Introdução

Com o Novo Modelo do Setor Elétrico instituído em 2004, tornou-se obrigação das empresas distribuidoras de energia firmar contratos que garantam a totalidade do fornecimento futuro de energia ao seu mercado cativo. Desta forma, evita-se a ocorrência de situações emergenciais de racionamento como o ocorrido em 2001, que teve impactos negativos na economia brasileira. Tais contratos devem ser celebrados entre as distribuidoras e as concessionárias autorizadas de geração, sob a intermediação da CCEE. Além disso, as distribuidoras estão sujeitas a penalidades e prejuízos financeiros se ficarem sub ou sobrecontratadas considerando as devidas flexibilidades e tolerâncias até o valor de 3% do excesso de contratação (sobrecontratação) em relação à demanda inicialmente contratada e uma multa correspondente ao máximo valor entre o valor de referência e o preço de mercado de curto prazo em caso de subcontratação.

Atualmente, as empresas de distribuição declaram todo ano as necessidades futuras de energia elétrica para atender a seus clientes, com base em suas projeções de mercado. O Ministério de Minas e Energia consolida essas necessidades e promove leilões para decidir os projetos de usinas que atenderão a demanda de energia do país. O critério escolhido é o do menor preço, isto é, serão vencedores do leilão os empreendedores que se propuserem a construir seus projetos e atender às necessidades de energia com a menor tarifa. Estes empreendedores então assinam contratos com as distribuidoras, com o compromisso de fornecer energia por longos períodos, de 15 a 30 anos. Os contratos firmados garantem às distribuidoras que, futuramente, haverá energia a ser entregue aos seus clientes cativos, minimizando o risco de racionamentos. As receitas provenientes desses contratos constituem o capital necessário aos empreendedores para financiar suas obras com bancos e instituições financeiras. São as chamadas garantias. Assim, é garantida ao

país a segurança energética para suportar o crescimento econômico e a demanda crescente por energia elétrica.

Este mecanismo é, para as distribuidoras, teoricamente neutro, pois os custos com a compra de energia são repassados à tarifa sem nenhuma margem. Resta, no entanto, um risco às empresas de distribuição. Se o consumo previsto com cinco anos de antecedência não for realizado, haverá sobra de energia e, a partir de certo volume, o custo adicional será de responsabilidade apenas da própria empresa de distribuição. Existem mecanismos de correção desses desvios de projeção, que funcionaram bem até 2010, mas estes se encontram limitados e insuficientes.

Por este motivo, tornou-se fundamental o gerenciamento de forma ótima tanto das compras de energia nos leilões quanto das decisões operativas, como previsões de carga e estratégias operacionais. Assim, o foco está atualmente no desenvolvimento de metodologias que auxiliem na definição das estratégias de compra.

5.2 Análise dos Riscos Utilizando o Método de Monte Carlo.

Em seu trabalho de mestrado de 2004, portanto, antes da implantação do novo modelo, Marco Aurélio Castro analisa o efeito das novas regras de mercado e obrigações assumidas pelas distribuidoras de energia ao variar o mercado do agente de distribuição por classe de consumo, utilizando a simulação de Monte Carlo para mensurar os riscos da operação.

Para mensurar tais riscos, utiliza-se a Simulação de Monte Carlo, que consiste na utilização de procedimentos estocásticos para gerar diversos cenários possíveis para a variável em estudo, e os riscos são determinados por meio da análise de sua distribuição de probabilidade.

O método de Monte Carlo (MMC) é um método estatístico utilizado em simulações estocásticas com diversas aplicações em áreas como a física, matemática e biologia. Este método tem sido utilizado há bastante tempo como forma de obter aproximações numéricas de funções complexas. Este método tipicamente envolve a geração de observações de alguma distribuição de probabilidades e o uso da amostra obtida para aproximar a função de interesse. As aplicações mais comuns

são em computação numérica para avaliar integrais. A ideia do método é escrever a integral que se deseja calcular como um valor esperado. Existem três classes de algoritmos Monte Carlo: Erro-Unilateral, Erro-Bilateral e Erro-Não-Limitado.

No trabalho, realizou-se um estudo de caso considerando uma concessionária de distribuição genérica obrigada a prever seu mercado com cinco anos de antecedência e tendo toda a sua energia contratada para atender seus consumidores cativos nos leilões da ACR, sendo que os eventuais desvios de contratação serão liquidados no mercado de curto prazo. As projeções de mercado são segregadas por classes de consumo, para os anos de 2004 a 2011, e foram realizadas a partir dos dados verificados em 2003 e considerando uma taxa de crescimento de 5%aa. Para avaliar a venda de energia no mercado cativo em 2009, 2010 e 2011, foram utilizadas tarifas médias por classe de consumo, data base de 2002, adotando-se, por hipótese, um índice anual de controle tarifário de 12% para obter as tarifas médias em 2009, 2010 e 2011.

Foram gerados, por meio de sorteio, 1000 cenários possíveis de mercado para os anos de 2009 a 2011, também compostos por números aleatórios entre os valores mínimos e máximos estimados para o custo da energia nos referidos leilões e no mercado de curto prazo para cada ano analisado. Através da simulação, foi obtido um valor ponderado de compra de energia para cada um dos 1000 cenários gerados, em cada um dos 7 casos simulados, do mercado da distribuidora e para os preços da energia nos leilões.

Na análise final dos resultados das simulações para o preço da energia no mercado de curto prazo, foi escolhida uma alternativa de caso simulado bastante conservadora como a melhor opção de contratação pois, segundo o critério mais arrojado (Maxmax), este caso foi indicado em quase todos os índices simulados nos anos de 2009, 2010 e 2011. Os critérios intermediários (Hurwicz) e conservador (Maximin) também o indicam para os anos de 2010 e 2011.

Com base nos resultados obtidos, pode-se inferir que as novas regras de contratação de energia penalizarão fortemente as estratégias que optarem pela subcontratação, além de proporcionar situações de ganhos para as distribuidoras nos casos de sobrecontratação. Desta forma, as empresas tenderão a contratar montantes de energia superiores às reais necessidades de seus mercados cativos.

5.3 Modelagem para a Otimização do Planejamento Energético de Empresas Distribuidoras de Energia sob o enfoque do Novo Modelo do Setor Elétrico.

O Trabalho de ZANFELICE e BARBOSA (2004) propõe uma metodologia baseada na determinação da alocação das quantidades contratadas e das metas de contratação de energia o menor custo possível explorando as flexibilidades dos contratos diante das oportunidades de ganho em função do preço de curto prazo através da otimização da função objetivo. Esta metodologia busca alocar de forma ótima as quantidades de energia de contratos existentes e definir as opções de leilões e quantidades relacionadas que minimizam a despesa total de compra de energia de empresas distribuidoras ou grupo de empresas em um horizonte definido.

Os princípios utilizados na metodologia de Zanafelice e Barbosa são: a) Implementação das regras de mercado: as Regras de Mercado que concernem à contratação de energia (como a sazonalização, a modulação de contratos Iniciais e Itaipu) são consideradas na análise, assim como as penalidades por insuficiência de lastro de contratação; b) Leilões de Compra de Energia: são modeladas todas as opções de leilões, limites e prazos segundo a legislação vigente; c) Discretização dos resultados mensais por patamar: os resultados alcançados são discretizados mensalmente por patamar para possam ser exploradas todas as flexibilidades de sazonalização e modulação constante dos contratos.

A metodologia proposta também traz como novidade a simulação de mais de uma empresa, que poderá ser uma empresa distribuidora, comercializadora ou geradora, com o propósito de alcançar o ponto ótimo global de grupos empresariais que possuam mais de uma empresa operando no Setor Elétrico.

A função objetivo do modelo proposto pode ser formulada como uma simples minimização da despesa total de compra de energia de uma distribuidora. O resultado obtido será, por conseguinte, o ponto ótimo de comercialização de um grupo empresarial cujas empresas possuem relacionamentos comerciais entre si. Assim, o objetivo principal da metodologia é minimizar a despesa que concerne a contratos de partes não relacionadas e potencializar os ganhos internos do grupo. Este objetivo será buscado através da exploração das flexibilidades dos contratos e dos ga-

nhos possíveis no MAE procurando alocar as sobras de energia nos patamares de maior preço em detrimento de déficits em patamares de menor preço. O estudo de caso é realizado considerando uma empresa distribuidora com um requisito anual de aproximadamente 37.000 GWh.

5.4 Estratégia de Contratação das Distribuidoras em Leilões de Energia sob Incerteza na Demanda.

O trabalho de mestrado de André Guimarães (2006) traz uma análise do novo marco regulatório do setor elétrico brasileiro e seus impactos para as empresas distribuidoras de energia e propõe uma ferramenta computacional para elaborar estratégias de atuação das distribuidoras nos leilões de compra de energia instituídos pela nova regulamentação. Esta ferramenta é baseada em um modelo de otimização estocástica multi-estágio, levando em consideração, principalmente, os diversos horizontes de contratação e preços da energia, visando minimizar uma ponderação entre tarifa para consumidor e custos para distribuidora.

A partir da nova regulamentação do setor elétrico, apresenta-se como grande desafio a alocação de riscos e incentivos entre empresas geradoras e distribuidoras que traga a eficiência máxima e a modicidade tarifária para o consumidor cativo. Os dois instrumentos principais utilizados para promover esta eficiência são: a realização da compra de energia sempre por meio de leilões, com o objetivo de obter o menor preço; e a contratação de energia por licitação conjunta do montante necessário por todas as distribuidoras, dentro de um ambiente de Contratação Regulada (ACR), visando obter economia de escala na contratação de energia nova e repartir os riscos e benefícios dos contratos para assim obter as tarifas de suprimento que supram a necessidade de modicidade tarifária.

O modelo computacional proposto busca determinar a estratégia de contratação que deverá ser adotada pelas distribuidoras, isto é, o montante a ser contratado nos leilões de energia existente e energia nova, sob condições de incerteza da demanda. Seu objetivo é minimizar o custo ponderado pela contratação de energia a partir de um conjunto de opções que reproduz as características dos instrumentos

de gerência de riscos propostos para o modelo setorial, bem como o conjunto de incentivos e penalizações.

A metodologia aplicada evita a utilização de “planos fixos” de contratação, nos quais as decisões são tomadas levando em conta somente um cenário de demanda determinístico. Isto frequentemente leva a resultados ineficientes, pois os valores de realização da demanda não costumam obedecer a previsões determinísticas. Assim, Guimarães propõe uma estratégia de contratação onde as decisões são de caráter dinâmico, “corrigidas” a cada etapa em função da ocorrência condicionada dos eventos futuros. Esta estratégia considera a natureza estocástica do problema e o conjunto de opções de contratação. Assim, em vez de determinar um “plano fixo” de contratação, será determinada uma “estratégia” de contratação que melhor se adapte aos distintos cenários de crescimento da demanda.

O modelo computacional desenvolvido utiliza diferentes cenários de demanda e uma árvore de decisão. Cada um dos “nós” desta árvore representa um evento estocástico de evolução da demanda. O resultado esperado do modelo é a definição da estratégia ótima de contratação de uma distribuidora nos distintos leilões (A0, A-1, A-3, A-5) capaz de cumprir os objetivos de minimizar os custos de compra de energia para o consumidor cativo e/ou os riscos de penalidade da distribuidora por sub e sobre-contratação. O modelo também fornecerá outros resultados úteis, como possíveis cenários de sub e sobre-contratação da distribuidora e detalhes sobre o exercício da opção de descontração.

Os dados de entrada requeridos para a simulação são: os preços de contrato para os leilões A-5, A-3, A-1 e ajuste (A-0); o Valor Anual de Referência (VR); os Cenários de Preço de Liquidação de Diferenças (PLD); a taxa de desconto anual e o Preço dos contratos do leilão de transição. Ainda são considerados os contratos antigos da distribuidora e a árvore de crescimento da demanda, estabelecida pelos comitês de estudo de mercado da empresa distribuidora. A função objetivo do modelo busca minimizar a soma ponderada dos fatores CE e CP, sendo CE o custo esperado total da energia para os consumidores cativos e CP o custo esperado das penalizações/incentivos para a distribuidora, devido à subcontratação (multa); sobre-contratação (proibição de repasse acima de 103% de contratação) e contratação eficiente (preço do repasse comparado à média dos leilões de energia no-

va). Tais dados comporão um problema de otimização linear de grande porte, cuja função objetivo é a minimização da média ponderada dos custos da distribuidora e seu conjunto de restrições é formado pelas equações matemáticas que modelam o conjunto das regras setoriais. Este conjunto de restrições é modelado para cada nó da árvore. Para a solução do problema de otimização através de otimização linear estocástica multi-estágio, utiliza-se o Xpress, um pacote comercialmente disponível para solução de problemas de programação matemática.

O estudo de caso é feito a partir de uma distribuidora abstrata cuja demanda corresponde à soma das demandas individuais de todas as distribuidoras do país. Se uma distribuidora em particular estivesse interessada em determinar sua estratégia de compra, o modelo seria então utilizado apenas com os dados desta distribuidora. A taxa de desconto utilizada foi de 9%a.a, e o período de 2004-2014 como horizonte de simulação.

O modelo fornece diversas alternativas de compra de energia, uma para cada nó de decisão da árvore. Por outro lado, na origem da árvore (ano de 2004), há somente um nó de decisão e, conseqüentemente, uma única alternativa de compra. Isto se dá porque na origem da árvore o modelo fornece a decisão que deverá ser tomada imediatamente, baseando-se nas possíveis alternativas futuras que levariam ao menor custo esperado. Para os demais anos, a distribuição de probabilidades é obtida a partir dos demais resultados obtidos. Ao total foram analisadas 2187 possíveis trajetórias de demanda.

Conclui-se que o modelo apresentado traz vantagens sobre as formas tradicionais de se tratar o problema do gerenciamento de risco para os agentes distribuidores, pois aproveita os instrumentos disponíveis atualmente pela regulamentação para mitigação destas incertezas. O modelo proposto considera, simultaneamente, diversos cenários possíveis para realização da demanda, ao invés de trabalhar com um único cenário de cada vez. Assim, ele apresenta resultados capazes de levar a uma estratégia de contratação adaptável à evolução do crescimento do mercado.

5.5 Método dos Pontos Interiores

A tese de Carlos Eduardo de Souza, de 2010, explicita o problema de otimização existente a partir do novo modelo do setor elétrico brasileiro e explica as vantagens das técnicas de otimização por via computacional. Seu objetivo é apresentar uma formulação matemática deste problema, descrevendo os seus critérios de otimização e as restrições impostas pela legislação.

O trabalho apresenta uma alternativa adicional às técnicas normalmente utilizadas, o Método dos Pontos Interiores (MPI). Desde a implantação do novo modelo de comercialização de energia, técnicas de Inteligência Artificial (IA) têm sido utilizadas prioritariamente. O Método dos Pontos Interiores é especialmente rápido, e por este motivo bastante adequado a análise rápida de diferentes estratégias de exposições nos leilões de energia. Resultados obtidos através de simulação de diversos cenários de mercado de empresas padrão apresentam respostas adequadas e compatíveis com as estratégias adotadas e um excelente desempenho computacional, que pode ser um ótimo recurso para as distribuidoras, servindo como opção para certificar as estratégias de exposição nos respectivos leilões de energia.

O Método dos Pontos Interiores é considerado uma das técnicas de otimização mais importantes e revolucionárias, utilizadas para solução de problemas de otimização em sistemas elétricos de potência e tem sido uma área de pesquisa cada vez mais estudada desde a implantação do mesmo por Karmarkar (1984). O método necessita de um ponto viável interior (relativo) disponível. A partir daí, gera-se novos pontos interiores em uma vizinhança de uma trajetória central até atingir certa tolerância para uma solução ótima. Para se atingir uma solução ótima, deve-se realizar um procedimento de purificação de uma solução. A complexidade dos algoritmos de pontos interiores é polinomial.

Para compor a formulação matemática do problema, considera-se que a contratação da energia no Leilão A-1 é destinada a comprar o montante de reposição, definida como a quantidade de energia dos contratos que se extinguem no ano da realização dos respectivos leilões em questão, subtraídas as reduções dos montantes já contratados. Os riscos de comercialização pela formulação de restrições que estabelecem todas as limitações impostas pelo novo modelo devem ser minimiza-

dos, assim como os custos referentes à energia total adquirida. O horizonte de contratação é estipulado em 5 anos, conforme estabelecido pela legislação, entretanto a modelagem proposta pode ser facilmente adaptada para qualquer horizonte diferente. A energia é separada entre energia velha, aquela proveniente de contratos já existentes no ano de referência adotado, tais como o PROINFA, Geração distribuída, Itaipu e contratos bilaterais e também a energia nova, considerada aqui como sendo a energia proveniente dos leilões regulados A-1 A-3 e A-5 contratada anteriormente ao ano de referência em questão (2010) e que já estão sendo consumidas nesse período e também a energia a serem contratados nos respectivos, leilões regulados nos próximos 5 anos.

Os resultados que se desejam obter são os valores anuais de energia a serem encontrados nos diversos leilões de ambiente regulado A-1, A-3, A-5 e Ajuste, limitados às restrições impostas e aos valores de sub e sobrecontratação. Para a modelagem do problema, consideram-se os respectivos valores a serem contratados em MW, valores de sub e sobrecontratação representados em porcentagem (%) a que a distribuidora possa estar exposta, valores dos montantes de redução e reposição necessárias e os custos referentes à energia adquirida e repassada. O número de anos no horizonte de estudo é de 5 anos, entretanto consideraram-se 7 para que o montante de devolução esteja limitado até 4% do valor inicialmente contratado dois anos antes e o montante contratado no leilão A-3 está limitado a 2% do valor inicialmente contratado dois anos antes.

Utilizando o ano de 2010 como referência e analisando 5 períodos à frente e integrando dados de carga e contratação do ano de 2009 a fim de se estabelecer os limites impostos para o montante de redução no leilão A-1, ou seja, 4% da carga registrada pelo agente distribuidor no segundo ano anterior ao declarado, foram feitas as simulações e encontrados resultados através dos quais se percebe que o programa respondeu adequadamente em relação às estratégias de contratação e em relação às limitações impostas, certificando a coerência na resposta de contratação de energia nos resultados apresentados pelo método MPI. Assim, pode-se concluir que a modelagem apresentada fornece resultados adequados e respostas de contratação compatíveis com as estratégias obtidas por técnicas de IA. Desta

forma, a metodologia proposta é uma alternativa adicional às técnicas normalmente utilizadas para a compra de energia em leilões regulados.

5.6 Utilização de Algoritmos Genéticos

Isael Pereira Dias, em sua dissertação de 2007, propõe o uso de algoritmos genéticos (As) dentro de uma metodologia cujo objetivo é auxiliar na definição das estratégias de compra de energia por parte das empresas distribuidoras.

Os Algoritmos Genéticos, a Programação Genética e a Programação Evolucionária são modelos trabalhados na área de Computação Evolucionária. As Redes Neurais Artificiais, os Sistemas Fuzzy e a Computação Evolucionária, por sua vez, fazem parte da denominada Inteligência Computacionais. A Inteligência Computacional é caracterizada por manipulação numérica (e não simbólica) do conhecimento, adaptabilidade e tolerância a informações imprecisas. Um algoritmo Genético (AG) é uma técnica de busca utilizada na ciência da computação para encontrar soluções aproximadas em problemas de otimização e busca e representa uma classe particular de algoritmos evolutivos que usam técnicas inspiradas pela biologia evolutiva como hereditariedade, mutação, seleção natural e recombinação (ou crossing over). Os Algoritmos Genéticos tem por base o seguinte princípio: “Quanto melhor um indivíduo se adaptar ao seu meio ambiente, maior será sua chance de sobreviver e gerar seus descendentes”. Esta meta-heurística se adapta muito bem a problemas onde o número de variáveis é grande, como é o caso da gestão de compra de energia para as distribuidoras.

Os componentes do esquema básico do escopo dos algoritmos genéticos são os seguintes: a) codificação das variáveis de interesse no problema (cromossomo); b) configurações da população inicial; c) proposta da função de aptidão; d) definição dos Operadores Genéticos que serão utilizados no processo de reprodução (cruzamento e mutação); e) definição dos valores dos parâmetros que serão usados (tamanho da população e probabilidades associadas aos operadores genéticos). Os elementos comuns nos Algoritmos Genéticos simples, são: a população de cromossomos, a seleção de acordo com a aptidão, o cruzamento para produzir nova prole, e a mutação aleatória da nova geração. Os parâmetros (ou constantes) que

definem o funcionamento dos Algoritmos Genéticos simples, - Tamanho máximo que a população poderá assumir; - Tamanho máximo do indivíduo (ou cromossomo); Vetores que representam os indivíduos da população; O valor de aptidão; e, finalmente, os Vetores que representam os indivíduos da nova população. Quando se trabalha com Algoritmos Genéticos para resolução de problemas, o grande desafio está exatamente na codificação, ou qual a melhor maneira de representar o problema, que deve ter uma estrutura de dados, geralmente vetores ou cadeias de valores binários, reais ou inteiros. Esta estrutura é chamada de indivíduo ou cromossomo, e cada bit chamado de gene.

Para a aplicação de Algoritmos genéticos no auxílio ao gerenciamento dos riscos financeiros advindos de sua tomada de decisão perante os leilões de energia, faz-se primeiramente o levantamento dos dados, levando em conta informações fornecidas por especialistas com experiência nos processos internos das empresas de energia. Após isto, realiza-se a otimização via algoritmos genéticos para que se possa finalizar a operação através da análise de resultados. A etapa de otimização é a única realizada via software e envolve a composição de uma função objetivo, que relacione as diferentes variáveis consideradas, bem como as restrições impostas a cada uma. Otimizar a solução de um determinado problema consiste em identificar a alternativa viável, ou os respectivos valores para as variáveis consideradas, que maximize ou minimize o valor da função objetivo, conforme a natureza do problema, de forma que nenhuma outra solução atribua um valor maior ou menor à função, respectivamente, respeitadas as restrições do problema.

Resumidamente, na aplicação da metodologia tomam-se para cada ano os valores de segmentos sobrecontratação e subcontratação e somam-se todos. Quando a soma for a menor possível representada por custos financeiros associados, garante-se que a otimização encontrou uma possível solução ótima global. A codificação do problema de gestão de compras de energia precisa ser cuidadosa, pois a decisão tomada em um determinado período afeta diretamente todos os outros. Esta etapa é considerada a mais importante, pois a viabilidade do algoritmo depende da sua codificação.

No trabalho, foi simulada a contratação de energia para os leilões de A-5 (energia com início de entrega, por exemplo, para o ano de 2011, A-3 (energia

com início de entrega para os anos de 2009, 2010 e 2011), A)1 (energia com início de entrega para os anos de 2007, 2008, 2009, 2010 e 2011) e Ajuste (energia com início de entrega para os anos de 2007, 2008, 2009, 2010 e 2011). De posse dos valores de todos os contratos firmados pela distribuidora faz-se a simulação de quais valores poderiam compor o conjunto provável ótimo que minimizará o valor do risco financeiro por exposição à sobrecontratação e/ou subcontratação. Aplicando a metodologia na simulação da atividade de um agente de distribuição dentro do novo modelo do setor elétrico brasileiro, foram obtidos resultados satisfatórios no que se refere ao estabelecimento de uma estratégia ótima de compra de energia, obedecendo a às regras do leilão. Fica claro que a técnica de algoritmos genéticos, por sua utilidade na resolução de problemas com grande espaço de busca, demonstra ser uma ferramenta valiosa no auxílio à tomada de decisão do agente da distribuidora de energia elétrica na hora de informar ao MME sua necessidade futura de energia para o atendimento de seu mercado, obedecendo às regras dos leilões.

5.7 Utilização de Modelo Híbrido

No trabalho de doutorado de José Carlos Reston Filho, de 2011, é constatado que a reestruturação dos mercados de energia elétrica ocorrida na última década causou um aumento nos riscos associados à contratação de energia. A partir disto, tornou-se fundamental o uso de heurísticas de computação aplicada para modelar e prever o comportamento futuro de tais mercados, visando prever os preços do mercado futuro e gerir os riscos associados à compra e à operação. Além disso, apesar do grande número de modelos utilizados para predição do preço de energia elétrica no curto prazo nos mercados internacionais, não se tem publicado nenhum trabalho comparativo que apresente a explicitação do conhecimento da formação de regras de determinação dos preços. O entendimento das regras de formação de preços em conjunto com um modelo de predição futura do preço PLD pode auxiliar na elaboração de estratégias de mitigação de riscos para os agentes da CCEE.

O trabalho em questão trata da utilização de um modelo híbrido inteligente no desenvolvimento de um software de previsão dos preços da energia elétrica para o mercado de curto prazo no Brasil. Devido à complexidade e ao comporta-

mento não-linear dos preços da energia elétrica, utilizam-se muitas vezes heurísticas da complicação aplicada para modelar e prever o comportamento futuro dos mercados. Neste trabalho, foi escolhida uma solução híbrida, conjugando o modelo ARIMA e as Redes Neurais de Múltiplas Camadas. Também é proposto o desenvolvimento de uma metodologia de gestão de riscos para os agentes do mercado de energia, auxiliando na tomada de decisão e elaboração de estratégia de contratação de energia. O desenvolvimento desta metodologia considera as especificidades do mercado de energia brasileiro, que possui despacho centralizado (*tight pool*) e preços spot estabelecidos para cada um dos quatro submercados (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul).

Para realizar a predição dos valores futuros do PLD, o trabalho propõe um método de estimação numérica híbrida, que combina a capacidade do modelo Autorregressivo Integrado de Médias Móveis - ARIMA com uma Rede Neural de Múltiplas Camadas – RNMC para a predição do Preço de Liquidação de Diferenças – PLD em até 12 passos (semanas) à frente. Esta proposta aproveita as vantagens dos dois modelos. No caso do ARIMA, utiliza-se uma metodologia consolidada, que facilita a identificação do modelo mais adequado para modelar as séries temporais pertinentes à formação de preços de energia elétrica. Já para as RNMC, aproveita-se a capacidade flexível de modelagem não-linear. Trata-se de uma abordagem orientada aos dados, adequada para os casos onde não há orientação teórica disponível que sugiram o processo gerador dos dados. O modelo incorpora uma etapa de pré-processamento dos dados com o uso da Análise de Componentes Principais – PCA para redução da dimensionalidade dos dados de entrada da RNMC e o balanceamento das amostras do conjunto de treinamento com o objetivo de melhorar a aprendizagem, robustez e capacidade de generalização da RNMC.

Para a análise dos dados foi utilizado o software IBM SPSS Clementine versão 12. A ferramenta possibilita a descoberta rápida de padrões e tendências em dados numéricos estruturados de maneira mais fácil, usando uma única interface visual apoiada por análises avançadas. A solução é amplamente utilizada por empresas, órgãos governamentais e instituições acadêmicas para mineração de dados, análise de risco, visualização de anomalias, segmentação de mercado, análise de clientes em potencial e processamento de sinais. Os experimentos foram realizados

em um computador portátil, com processador Intel Core 2 duo T8100, 2.10 GHz, 4 Gb de RAM e 210 Gb de HD.

Analisando os resultados experimentais, verifica-se que a predição futura usando as RNMC em série não apresentou bons indicadores de precisão. Conforme o aumento do número de passos à frente, a predição da RNMC se torna mais relevantes, no entanto há grande perda de exatidão. O método ARIMA, isoladamente, apresentou resultados superiores aos da RNMC de maneira isolada, mas inferiores quando comparados ao modelo híbrido em todos os casos analisados. Os resultados superiores do modelo híbrido se dão por haver em cada sinal modelado uma parte linear e outra não linear, que o uso conjunto do ARIMA e das RNMC consegue mapear, o que não é obtido com o uso isolado dos dois métodos de predição futura. O modelo híbrido apresenta resultado de tal magnitude que o uso conjunto das árvores C&RT (*classification and regression trees*) não melhora os resultados. Apesar de uma precisão inferior à obtida pelo modelo híbrido, as C&RT's obtidas apresentam possíveis regras de formação de preços para cada um dos quatro submercados.

6 Metodologia

6.1 Introdução

A metodologia apresentada neste trabalho está relacionada com a estrutura de planejamento demonstrada na Figura 6-1 (reexibição da Figura 1-1). São fundamentais para a sua formulação os resultados da previsão de preços adotados tanto no planejamento da expansão quanto na operação e comercialização do SEB.

A utilização de diferentes cenários hidrológicos simulados no NEWAVE, com os decorrentes cenários de preços, tem grande importância na avaliação dos riscos existentes na contabilização dos contratos do agente distribuidor de energia elétrica e posterior repasse tarifário ao consumidor final, avaliando a repercussão da operação do sistema na contabilização da energia.

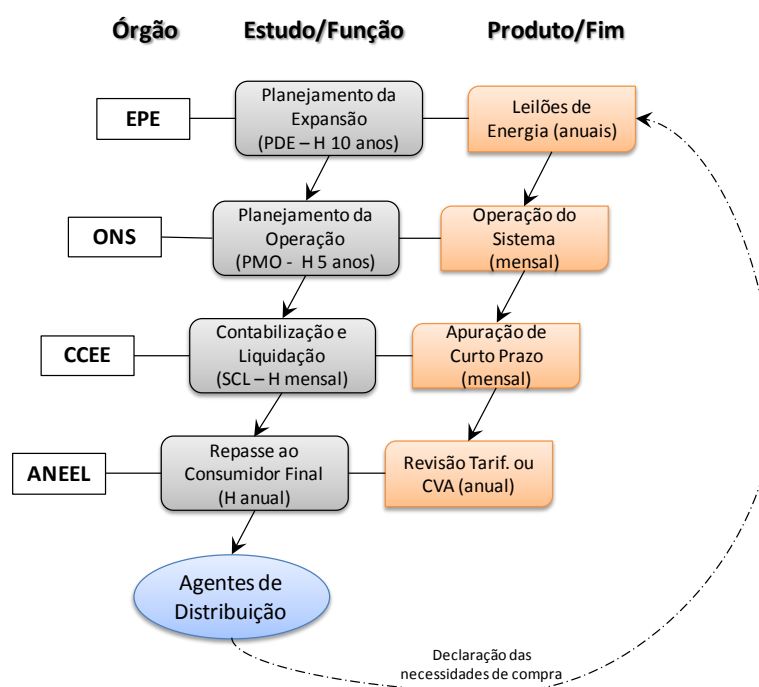


Figura 6-1 – Estrutura de Planejamento e Operação do SEB.

6.2 A modelagem do ambiente de comercialização

Como visto anteriormente, o processo de repasse da energia adquirida de um agente de distribuição de energia elétrica é função de suas próprias decisões, para o atendimento de seus consumidores cativos, bem como de variáveis que dependem da operação do sistema interligado e dos outros agentes de distribuição.

A operação do sistema interligado nacional (SIN), modelada pela CCEE com base nas informações fornecidas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), resulta nos preços de curto prazo ou Preços de Liquidação das Diferenças (PLDs). A partir destes preços, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), como detalhado no capítulo, “Modelos para Despacho de Geração e Formação de Preço de Energia Elétrica”, realiza os balanços entre os contratos firmados e a energia destinada aos respectivos submercados, liquidando as diferenças entre os contratos firmados e a energia verificada ao PLD.

Quando se contrata energia em um submercado distinto do qual a energia é consumida o agente fica exposto ao “risco de exposição à diferença de preços entre submercados”. Por exemplo, se o PLD do submercado de origem da energia for superior ao submercado de consumo, a exposição será positiva; caso contrário será negativa. Quando ocorrem diferenças de preços entre submercados é sinalizado que houve restrição de transmissão entre os submercados, impedindo que a fonte mais barata de um submercado “A” possa suprir ao submercado B, o qual necessitou de uma geração local mais dispendiosa para o atendimento do seu mercado. Esta operação justifica a aplicação da exposição financeira aos contratos. A Figura 6-2 ilustra o processo da exposição contratual.

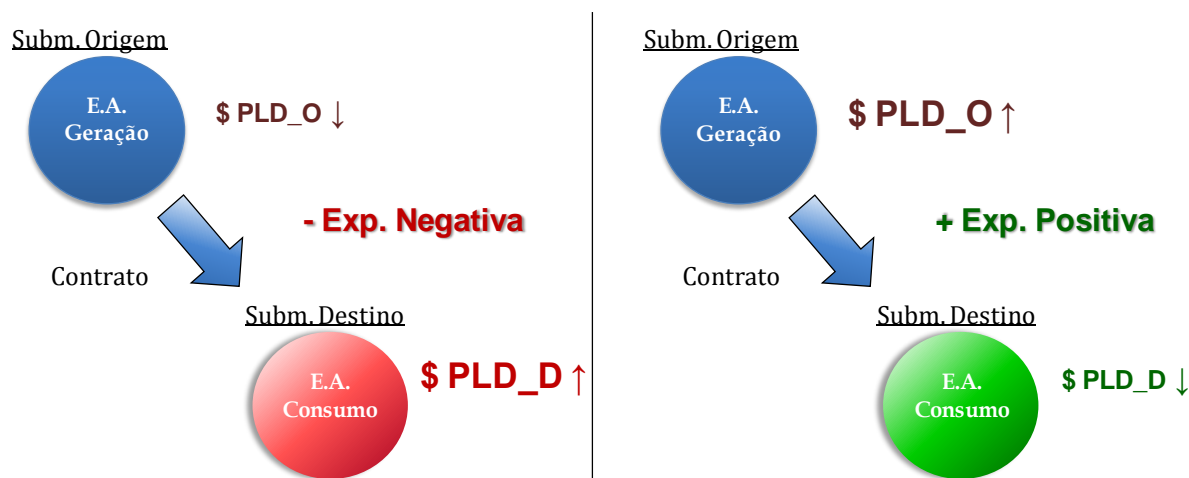


Figura 6-2 – Exposição Contratual.

O risco da exposição dos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) é assumido pelo comprador, o qual recebe a energia no submercado do vendedor. A exposição dos compradores dos CCEARs é compartilhada entre todos os agentes distribuidores do sistema interligado, sendo que as exposições positivas são compensadas pelas exposições negativas. Assim, os agentes que forem superavitários doam o excedente para os deficitários.

Para simular o processo de apuração da exposição contratual, além do agente de distribuição em foco, é necessário modelar quatro distribuidoras padrão, cada uma representando um dos submercados²⁰, com relações contratuais com os quatro geradores equivalentes, representantes de cada submercado apurado pela CCEE. A Figura 6-3 ilustra estas relações contratuais entre os geradores e os distribuidores modelados.

²⁰ São representantes das quatro regiões contabilizadas pela CCEE no Brasil: Sudeste, Sul, Nordeste e Norte.

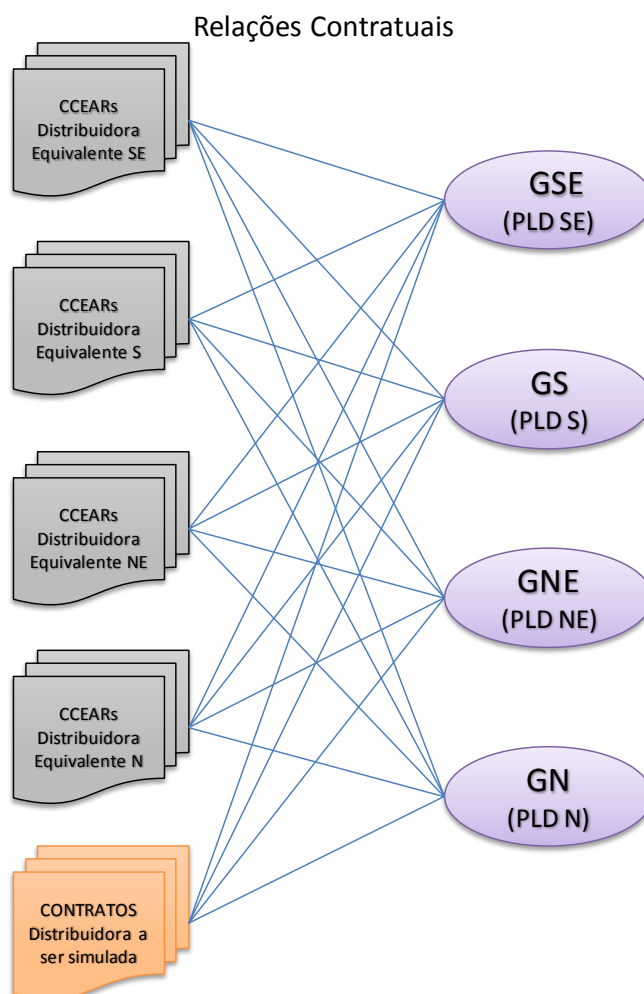


Figura 6-3 – Modelagem do ambiente de comercialização.

Juntamente com a exposição dos contratos CCEARs, a CCEE apura o desempenho de curto prazo do agente de distribuição, em que a energia comprada é comparada com a energia efetivamente consumida. A sobra ou o déficit contratual é liquidado ao valor do PLD (CCEE2010).

O serviço de transporte de energia e o atendimento ao consumidor final é o negócio dos agentes de distribuição. Os custos de aquisição de energia, para o atendimento dos consumidores cativos, são neutros para o distribuidor, desde que os limites regulatórios de compra sejam obedecidos. Apesar do distribuidor não auferir lucro com a compra e a venda de energia, as diferenças entre os custos previstos e realizados só é repassado no próximo ano.

Em função da diferença entre o mercado planejado (contratado de forma antecipada) e o consumo verificado, os custos de aquisição de energia podem variar

de maneira expressiva, principalmente pela variação do PLD. Este é um dos motivos da necessidade de uma gestão de recursos eficiente por parte da empresa distribuidora, evitando desvios em relação ao fluxo de caixa previsto.

A metodologia apresentada calcula o valor do repasse ao consumidor final dada uma estratégia de contratação e os riscos inerentes a esta decisão. Este cálculo levará em conta todas as regras setoriais de contratação, liquidação e contabilização da energia de uma distribuidora de energia. Esta metodologia modela a causa e o efeito das decisões no longo prazo no fluxo de caixa da empresa, considerando todas as fases do processo de contabilização até o repasse tarifário para o consumidor final.

O fluxograma da Figura 6-4 mostra, de maneira resumida, a metodologia desenvolvida:

- Para que as projeções de preço sejam coerentes, as projeções de oferta e demanda no Sistema Interligado Nacional (SIN) devem ser simuladas. Para tal são necessários, como principais parâmetros de entrada do modelo de simulação: (i) os dados das plantas de geração; (ii) a demanda agregada dos subsistemas; (iii) as capacidades máximas de transmissão dos troncos de interligação entre os subsistemas; (iv) e as vazões históricas de afluência, com o intuito de simular a operação das usinas hidrelétricas sob distintas condições de hidrologia.
- Simula-se a operação do SIN através do modelo de simulação a subsistemas equivalentes (NEWAVE), utilizado no planejamento da operação e da expansão do Setor Elétrico Brasileiro SEB, resultando na matriz de PLDs mensais para o horizonte de estudo.
- A Carga Própria e os contratos das distribuidoras equivalentes (Sudeste, Sul, Nordeste e Norte) são considerados, pois a contabilização das distribuidoras equivalentes causa impacto na contabilização da distribuidora de interesse.
- É considerada a energia requerida planejada (mercado previsto) do agente de distribuição da empresa para os anos subsequentes, bem como os valores regulatórios da ANEEL e a previsão de mercado faturado.

- A composição da carteira contratual da empresa, por sua vez, compreende a cobertura contratual comprada ou a projetada para o atendimento da energia requerida.
- Após a informação dos dados de entrada, simulam-se as regras de liquidação e contabilização da CCEE. Finalmente, com os resultados obtidos, apura-se o risco da estratégia de contratação adotada vinculado ao repasse ao consumidor final.

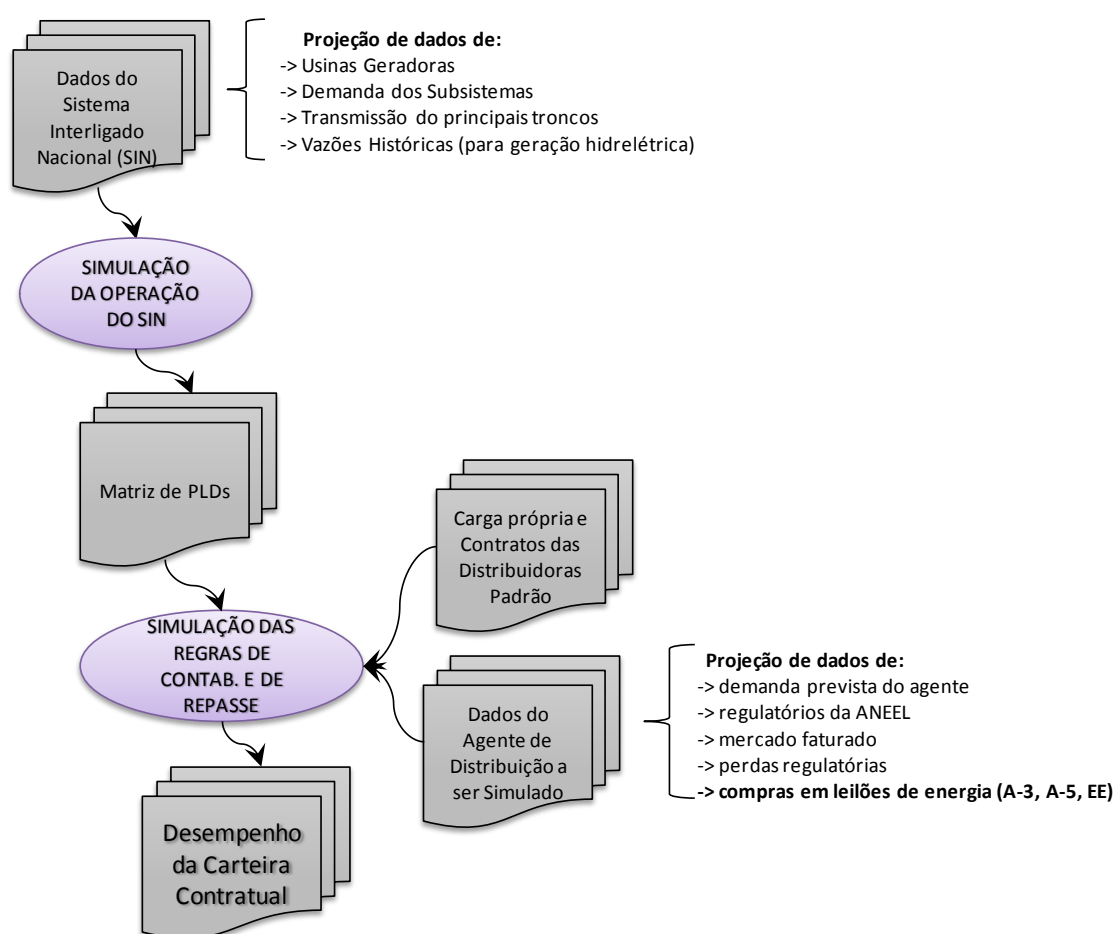


Figura 6-4 – Fluxograma da aplicação da metodologia.

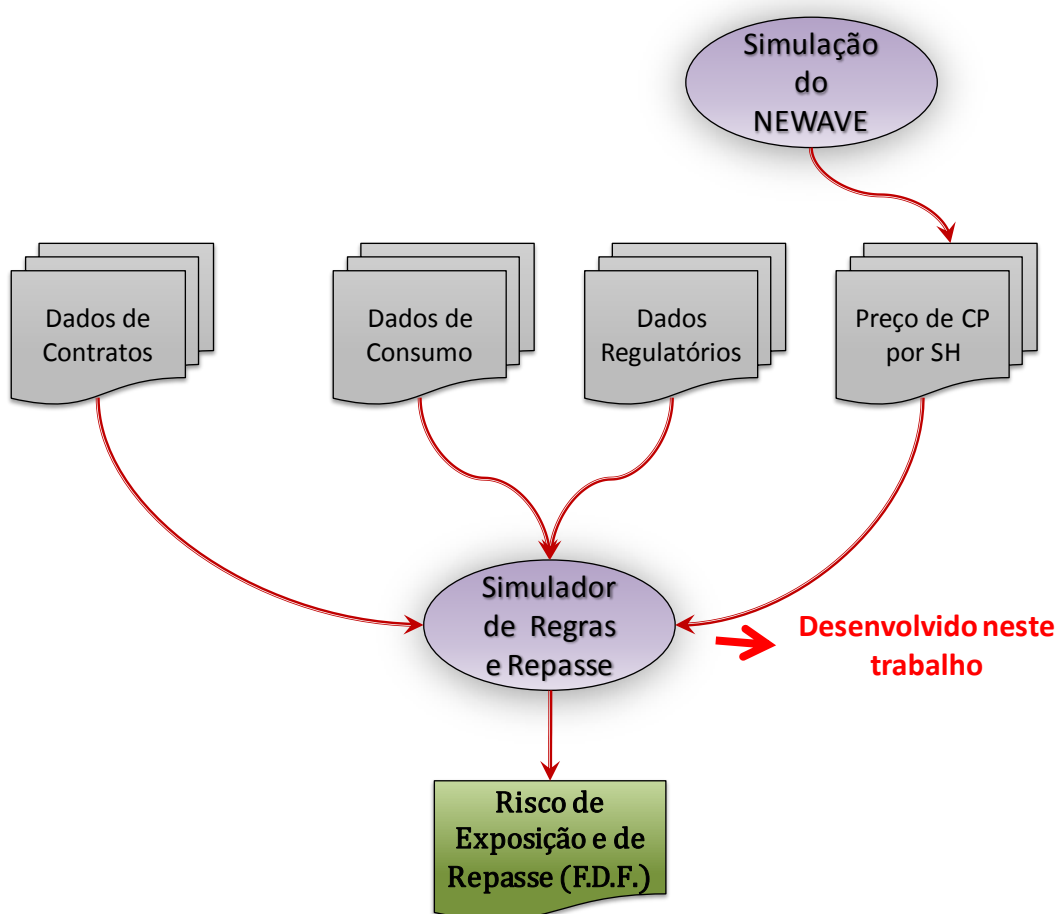


Figura 6-5 –Fluxograma do Risco de Exposição e de Repasse

O objetivo da aplicação da metodologia proposta é orientar a decisão de compra da distribuidora de energia, através de sucessivas simulações sob diferentes condições de mercado, e definir a melhor estratégia de compra a ser adotada nos leilões de energia com as incertezas inerentes do processo de planejamento.

Com o cenário de mercado e dos volumes de contratação escolhidos, calculam-se os riscos de exposição/repasse associados, simulando-se as Regras de Comercialização voltadas aos Agentes de Consumo. São utilizados os preços de curto prazo por Série Hidrológica Simulada (SH).

Basicamente, a metodologia utiliza o programa NEWAVE para fornecer as n projeções de PLDs ou uma matriz de estados do sistema, que, juntamente com os dados de contratos, consumo e dados regulatórios, são processados no simulador de regras e de repasse, obtendo assim os resultados da operação nos n cenários de

preço simulados. Estes resultados representam as variáveis estocásticas do sistema interligado (hidrologia) e a oferta e demanda do SIN.

É importante destacar que o software do simulador de regras customizado para a contabilização dos agentes de distribuição, incluindo a modelagem do repasse tarifário, **é fruto deste trabalho**, que contempla todas as regras da CCEE (CCEE, 2010) pertinentes ao agente de distribuição juntamente com as regras de repasse tarifário não contempladas pela CCEE e presentes no Decreto nº 5.163/2004 . A algebrização aqui desenvolvida segue rigorosamente o texto da lei, porém em alguns pontos houve interpretação do mesmo, por falta de elementos mais concretos. As equações detalhadas encontram-se no Anexo I.

As regras modeladas são uma versão simplificada das Regras de Mercado publicadas pela CCEE no que se refere aos agentes de consumo, quais sejam (CCEE, 2010):

- Determinação do PLD;
- Medição (Carga);
- Contratos;
- Excedente Financeiro para CCEARs;
- Consolidação dos Resultados (Consumo);
- Penalidades (Consumo);
- Custos de Sobrecontratação

Além dessas regras, **introduziu-se no simulador um módulo complementar** referente às regras de repasse previstas pelo Decreto no. 5163/2004, **cujas álgebras estão especificadas no Anexo I.**

Os contratos são informados de forma sazonalizada (valores médios mensais), conforme a estrutura de dados de entrada. Dependendo do tipo do contrato, a modulação é realizada pelo simulador, de acordo com as regras de comercialização vigentes.

A regra editada pela CCEE sobre os custos de sobrecontratação não incluem a totalidade dos comandos previstos no Decreto nº. 5.163/2004. Dessa forma, muitos dos cálculos eram realizados manualmente pelas distribuidoras a fim de cumprir tais exigências.

A simulação das regras obedece às seguintes etapas:

- Etapa 1: Determinação do PLDs da série hidrológica correspondente, com a limitação do CMO, gerado a partir da simulação do NEWAVE, para três patamares de carga (pesado, médio e leve).
- Etapa 2: Leitura do consumo previsto do agente para o horizonte de simulação por patamar de carga.
- Etapa 3: Leitura dos Contratos de compra e venda dos agentes de consumo realizado com geração equivalente do submercado, e tratamento particular para cada tipo de contrato;
- Etapa 4: Balanço de contato vs demanda e determinação do excedente financeiro do agente em foco e dos agentes equivalentes;
- Etapa 5: Consolidação dos resultados em que se efetuam os cálculos finais para determinar as receitas e as despesas de cada agente na CCEE;
- Etapa 6: Aplicação de penalidades com base na verificação do consumo vs lastro contratual;
- Etapa 7: Com base nos dados contabilizados nos 12 meses do ano civil anterior, é realizada a contabilização do repasse tarifário, os valores regulatórios previstos para aplicação pela ANEEL; e
- Etapa 8: Ajuste da contabilização do repasse tarifário de acordo com as regras complementares (Anexo I) para cumprir a totalidade das disposições previstas pelo decreto nº 5.163/2004.

Este trabalho, de maneira distinta, parte do pressuposto que os volumes já foram decididos pelo planejador. Então, simula-se a *performance* destes contratos na contabilização de maneira detalhada. Os trabalhos citados no capítulo 1 aplicam simplificações nos cenários futuros de PLD e da contabilização propriamente dita.

A metodologia implementada prevê a simulação do parque gerador em diferentes situações hidrológicas, através do modelo oficial tanto do planejamento da expansão como do planejamento da operação do SEB.

7 Simulação e Resultados

O desempenho da metodologia proposta foi testado através de realização de simulação e testes de um agente de distribuição, em um determinado submercado, realizando compras nos demais submercados. Esta modelagem propicia que todas as relações de exposição entre submercados sejam simuladas.

É definido um horizonte (i) parte realizado e (ii) parte projetado, sendo que neste caso teste, é abordada a visão do planejador, ou seja, que não haja nenhuma premissa realizada.

7.1 Dados de entrada do caso teste simulado

Para este trabalho foi simulado um caso que considera uma distribuidora situada no submercado Norte²¹. Situações peculiares ocorrem no submercado Norte, o que justifica a escolha. Discutiremos no momento oportuno tais situações. A simulação segue as seguintes premissas:

- distribuidora no submercado Norte;
- cinco anos de horizonte de simulação (Jan / 2008 a Dez / 2012)
- total de 4 subsistemas elétricos, o que corresponde a 4 submercados contábeis;

A completa implantação contratual do modelo ocorreu no ano de 2010, já que neste ano, a energia do “produto A-5” do LEN 2005 começou a ser entregue. A empresa escolhida possui, já no ano de 2008, a totalidade de sua aquisição de energia em contratos sob a égide do novo modelo, e, por conseguinte, sob a égide da reestruturação de 2004. A seguir, serão mostrados os dados de entrada mais relevantes do caso teste simulado.

²¹ Os dados para este agente de distribuição foram parte retirados das informações ao público da CCEE e dos CCEARs firmados, resultado dos leilões de energia entre 2005 e 2010. Para os dados não disponibilizados para o horizonte de estudo, utilizou-se valores típicos com base em valores realizados.

A distribuidora em tela faz relação contratual com agentes geradores de todos os submercados. Com isso, consegue simular a exposição contratual e suas implicações de maneira plena.

A Figura 7-1 exibe o montante contratado e o preço atualizado do portfólio contratual subdivido em leilões de energia existente LEEs e de leilões de energia nova (LENs) com produto entregue três (A-3), quatro (A-4)²² e cinco (A-5) anos após a negociação. A maior parcela da energia contratada é comprada através LEEs, sendo a parcela incremental fornecida por contratos oriundos de leilões de energia nova (LENs). O preço médio dos contratos firmados é crescente na medida em que o início do suprimento dos contratos decorrentes dos leilões de energia nova são incorporados. Para comprovar esta afirmação, a Figura 7-2 mostra os volumes e os montantes contratos nos LENs. Apesar dos valores da energia negociada nos LENs ser decrescente, principalmente em decorrência dos preços negociados nos produtos hidráulicos dos empreendimentos estruturantes, a média no período gira em torno de 150 R\$/MWh (Figura 7-2).

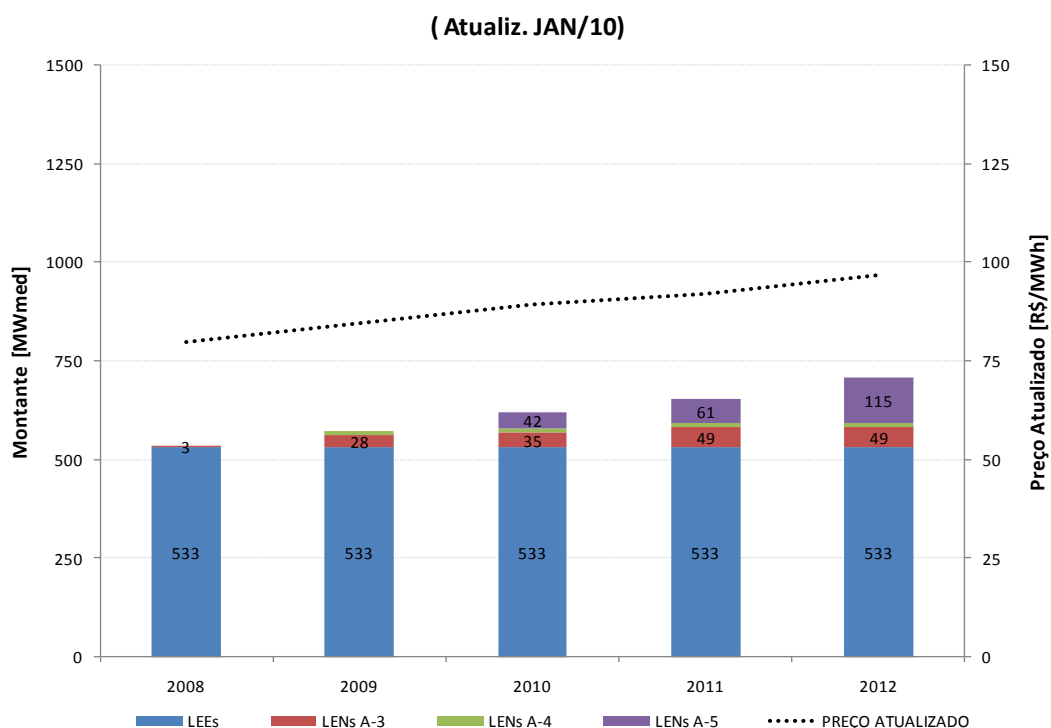


Figura 7-1–Montante Contratado e Preço Atualizado.

²²Este produto de energia nova só foi disponibilizado no primeiro LEN na fase de transição.

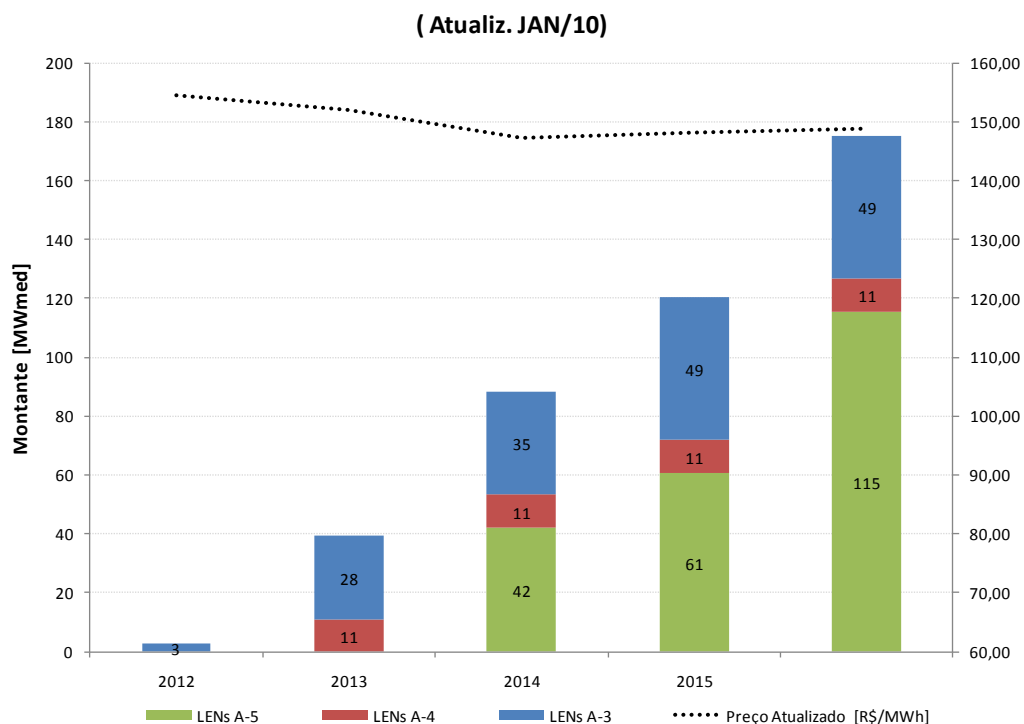


Figura 7-2 – Montante Contratado e Preço Atualizado (apenas nos LENs).

Nos leilões de energia, o *pool* de distribuidoras adquire em conjunto a energia a ser suprida aos seus consumidores cativos. Nesse caso não é facultado ao distribuidor a compra de energia de determinado gerador, ou seja, depende do conjunto das ofertas disponibilizadas pelos ofertantes de energia, e conseqüentemente, da localização do agente supridor. A Figura 7-3 mostra a alocação espacial dos contratos para o distribuidor simulado, observa-se que mais da metade dos contratos encontram-se na região sudeste e apenas 10% da energia contratada localiza-se no mesmo submercado de consumo.

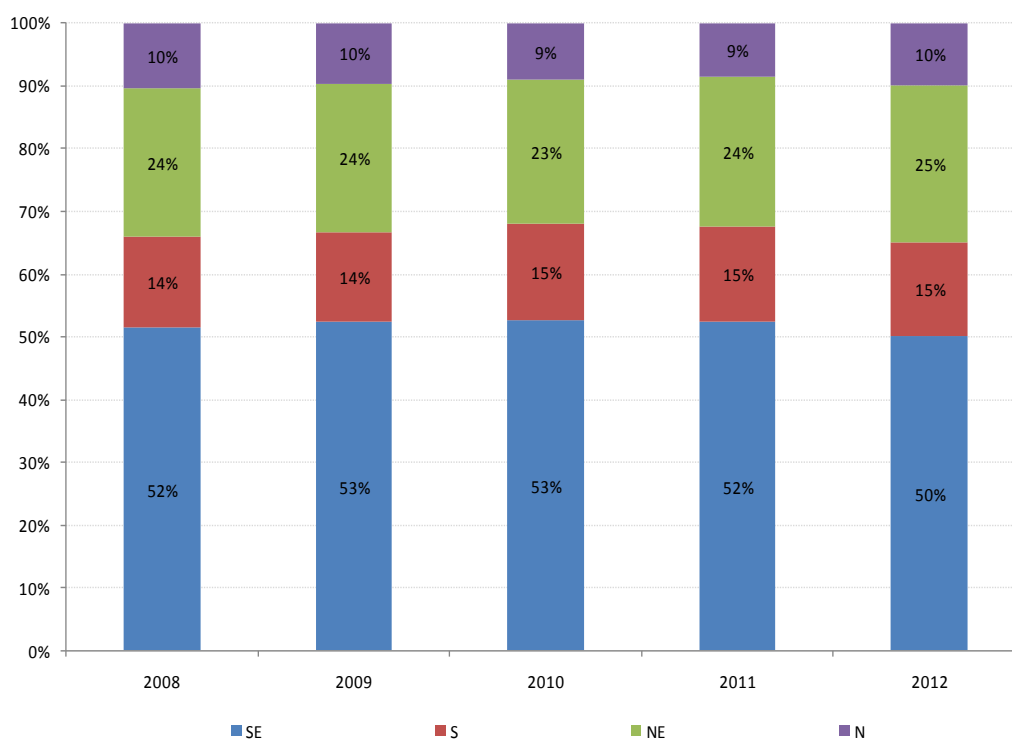


Figura 7-3 – Distribuição espacial dos contratos.

Com o intuito de ser mais objetivo na avaliação dos resultados, serão apresentadas as análises a partir das regras de sobrecontratação²³. A Figura 7-4 mostra o detalhamento do simulador de regras e destaca a partir de que submódulo serão mostrados os resultados a seguir.

²³ Para maiores informações vide o Capítulo: Metodologia



Figura 7-4 – Simulador de Regras em detalhes.

Ressalta-se que a metodologia proposta não prevê os volumes de energia a serem contratados, mas apura de maneira cuidadosa os resultados na CCEE e na apuração anual da ANEEL, permitindo simular as n situações hidrológicas distintas refletindo nos PLDs de entrada, avaliando as estratégias de contratação em longo prazo.

5.2 Resultados observados

Nesta subseção, serão apresentados os resultados das simulações no âmbito da apuração da contabilização mensal da CCEE, bem como na apuração anual da ANEEL. Aqui serão tratados os principais resultados para o entendimento das causas e efeitos das decisões tomadas.

Todos os resultados mostrados a seguir seguem os mesmos nomes dos acrônimos utilizados pela CCEE para designar as variáveis estipuladas por suas regras. Os acrônimos desenvolvidos neste trabalho estão descritos no Anexo 1 que possuem como informações de entrada as variáveis das regras de comercialização vigentes. Ressalta-se que serão apresentadas apenas os acrônimos mais importantes para a análise do risco da distribuidora.

A cobertura de consumo do agente (CCD) é o recurso utilizado pelo distribuidor para suprir o seu mercado próprio²⁴ e o consumo de referência a ser coberto por contratos (CRCC) é o montante calculado pela ANEEL²⁵ que o agente deve cobrir, conforme a Figura 7-5. Percebe-se que nos primeiros meses da simulação a CCD do agente é inferior ao CRCC, fazendo com que, a empresa sofra penalizações por não cobrir 100% do consumo de referência.

²⁴ O mercado próprio é o consumo de energia somado com as perdas técnicas (na rede) e com as perdas comerciais (furtos).

²⁵ Este valor não é exatamente o consumo registrado no sistema de medição do agente, já que a empresa de distribuição cumpre metas de perdas técnicas e não técnicas, por isso, este mercado de referência é calculado conforme metodologia estipulada pela ANEEL.

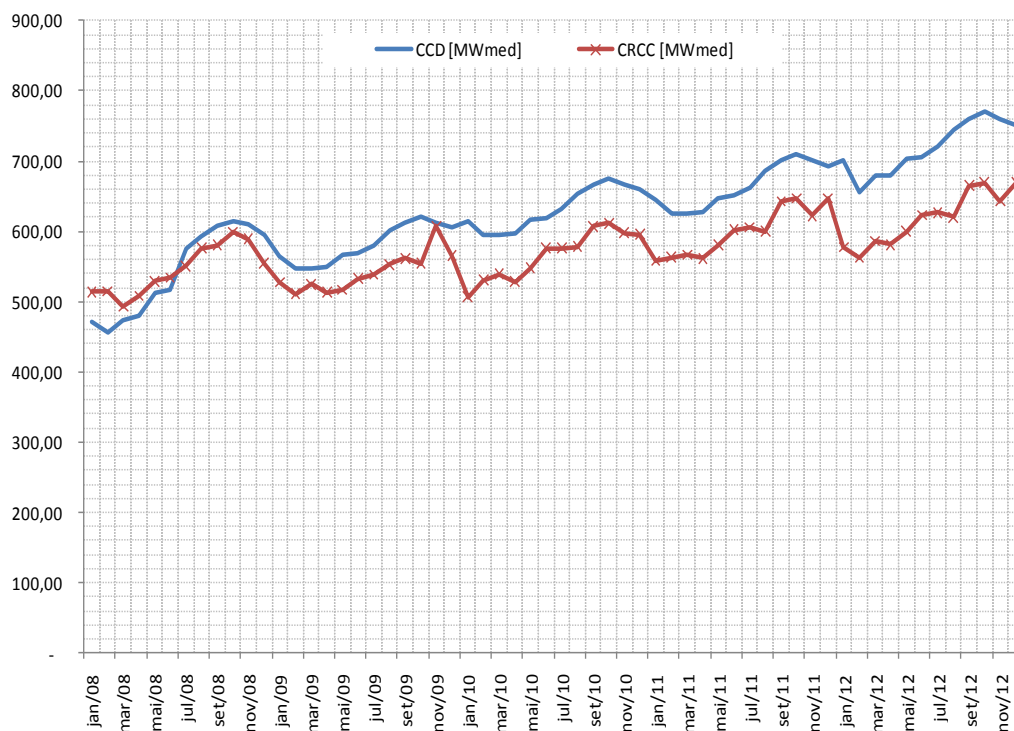


Figura 7-5 – Cobertura do Consumo do Agente (CCD) versus Consumo de Referência a ser Coberto por Contratos (CRCC).

O nível de insuficiência de contratação do distribuidor (NICD) é o quanto o agente está exposto no âmbito da CCEE. Este valor é apurado anualmente, contudo possui controles mensais. A Figura 7-6 mostra as apurações mensais do NICD, que difere da subtração entre o CCD e CRCC, pois a apuração do repasse tarifário é realizada de maneira distinta da apuração de curto prazo.

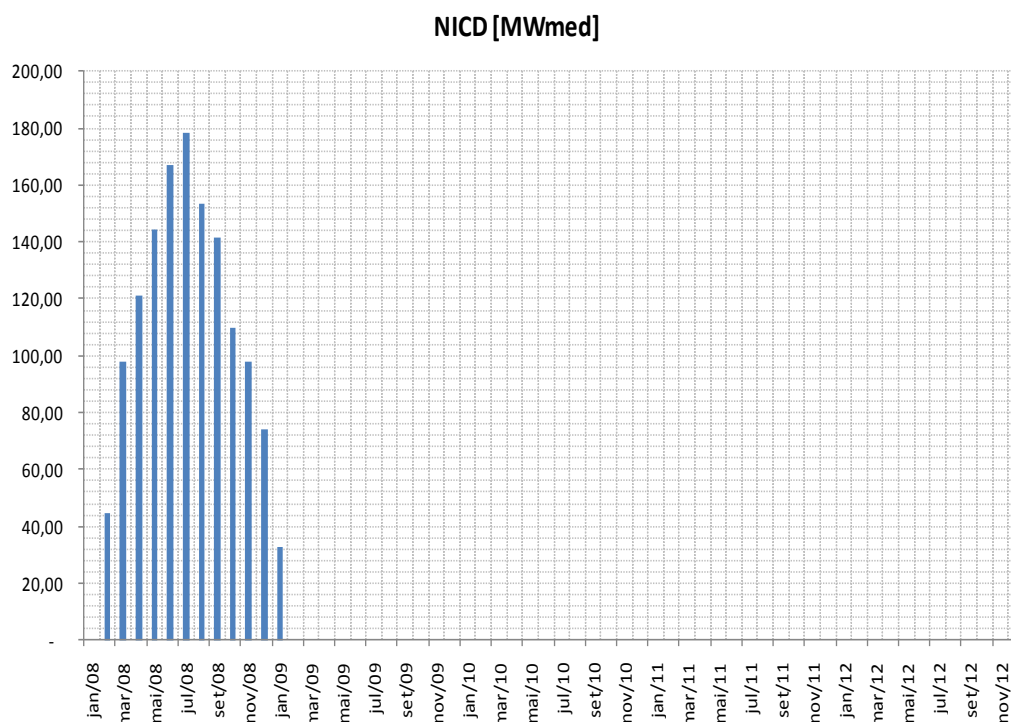


Figura 7-6 –Nível de Insuficiência de Contratação do Perfil de Consumo do Agente (NICD).

Na contabilização e liquidação da CCEE o agente pode estar com débito ou crédito com a câmara. Caso um agente, que possui superávit de garantia física (energia assegurada comprada ou produzida), liquida à Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), ele atuar neste caso como “vendedor de energia”, e o comprador, por sua vez é aquele que no referido mês fica deficitário. Assim a contabilização mensal da CCEE deve encontrar uma relação de equilíbrio, ou seja, os débitos são iguais aos créditos. Conforme explicitado no capítulo de metodologia, os agentes de distribuição compartilham o risco da diferença de preço entre o submercado de compra e o submercado de consumo (seção 6.2)

A Figura 7-7 traz o Valor Presente Líquido do Pagamento Total Ajustado do Perfil de Consumo do Agente à CCEE (TRAP) e do Pagamento Total do Perfil de Consumo do Agente à CCEE (STRP), considerando as 75 séries hidrológicas simuladas no período de janeiro de 2008 a dezembro de 2012

A variável STRP é a posição líquida do agente na CCEE antes do rateio do excedente financeiro e a variável TRAP, por sua vez, considera o valor líquido após o rateio do excedente financeiro. A primeira conclusão a que se chega é que há um

desvio padrão relativamente alto nas diversas condições hidrológicas, indicando posições de ganhos expressivos (valores negativos significam receitas) até valores baixos de retorno. Este resultado é decorrente principalmente das vendas do agente na CCEE, já o excesso contratual é verificado a partir do ano de 2009. A diferença entre o TRAP e o STPR é justamente o valor que foi “dado” ou compartilhado com os demais agentes de distribuição, pois o subsistema norte, em geral, possui uma condição mais favorável de PLD em relação aos demais, fazendo com que na maioria das condições a distribuidora em estudo doe o seu excedente financeiro para diminuir o risco dos distribuidores com uma condição mais desfavorável.

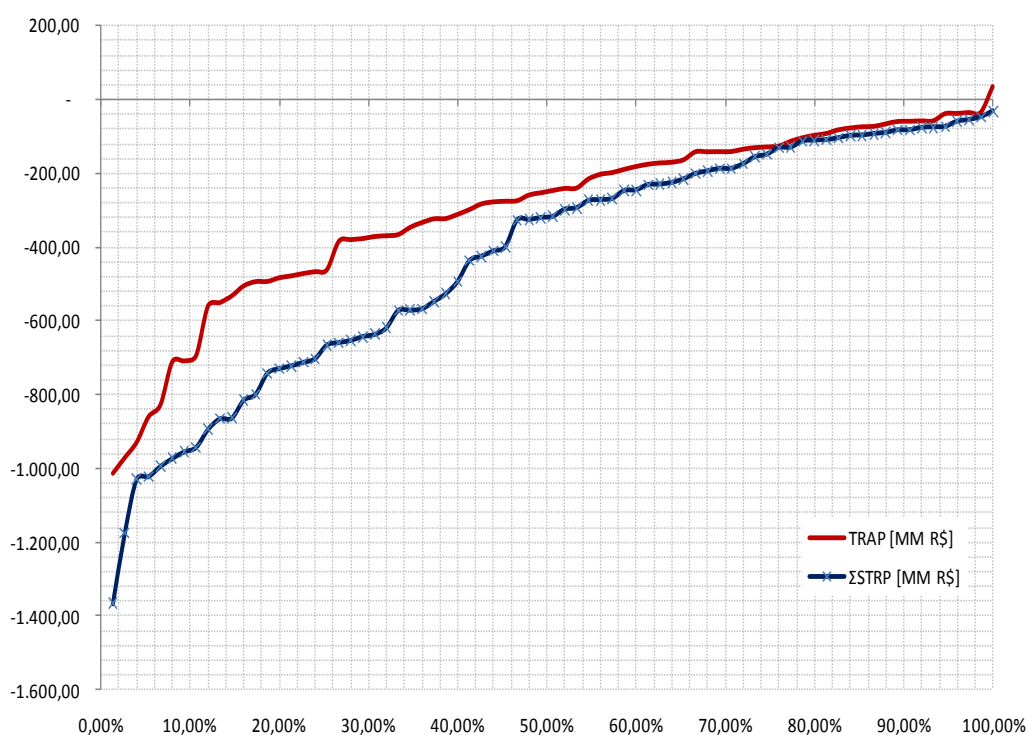


Figura 7-7 –Função de distribuição de probabilidade do Pagamento Total Ajustado do Perfil de Consumo do Agente à CCEE (TRAP) e Pagamento Total do Perfil de Consumo do Agente à CCEE (STRP).

Esta situação fica evidenciada pela amostra retirada da série hidrológica de 1941 a 1945 (Figura 7-8), em que os preços do submercado norte são inferiores aos demais nas, principalmente após 2011. Os PLDs desta série hidrológica²⁶ representa a operação do sistema hidrotérmico com as suas premissas de oferta e demanda

²⁶ Ressalta-se que cada série histórica prevê uma condição de hidrologia para os 60 meses de estudo.

de energia. A simulação do NEWAVE contempla as previsões de demanda e oferta para o quinquênio.

No caso deste estudo de caso, simulou-se o cenário do parque gerador com as 75 séries históricas de aflúências, ou seja, se “chovesse” como o ano de 1941 o parque gerador poderia disponibilizar um determinado volume de energia para o atendimento à demanda ou para armazenar energia nos reservatórios do sistema.

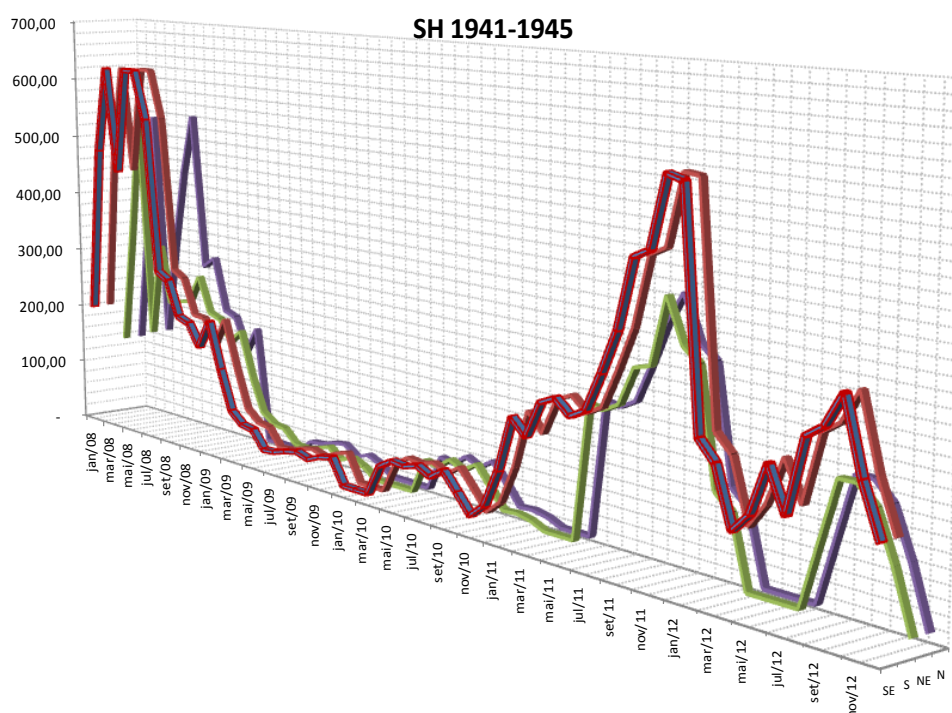


Figura 7-8—PLDs para a SH 1941-1945.

Até aqui foram analisadas as consequências da operação apenas no âmbito da CCEE. A seguir, serão analisadas as questões pertinentes à repercussão da operação nas despesas com a compra de energia da distribuidora (parcela A) no repasse tarifário ao consumidor cativo. É nesta fase que se checam as premissas de projeção de mercado e se as compras realizadas não ferem nenhum parâmetro estipulado pela regulação.

Apesar de a distribuidora possuir livre arbítrio na compra de energia para os seus consumidores cativos, o repasse da mesma é regulado pela ANEEL, restringindo ou permitindo o repasse aos consumidores da energia. Ressalta-se, novamente, que em teoria o agente de distribuição não possui qualquer ganho ou perda

com a compra de energia para os consumidores cativos. É assim que a regulação tenta assegurar, ao mesmo tempo, o equilíbrio econômico-financeiro das empresas de distribuição de energia e a modicidade tarifária ao consumidor.

No caso simulado observam-se sobras de contratuais a partir de 2009 (Figura 7-5). A regulação permite que 3% da sobra contratual seja repassada ao consumidor cativo, esta regra segue uma ordem escalonada, fazendo com que a sobra de energia tenha maior peso em contratos com maiores possibilidades de gerenciamento²⁷ seja repassada ao consumidor. Esta medida estimula a sobrecontratação em detrimento a subcontratação, contudo, os contratos mais “baratos” são destinados ao repasse da sobra. A prioridade de repasse são os contratos de energia existente que, em tese, são mais baratos que os de energia nova e possuem mecanismos de gerenciamento. O Fator de Repasse de Sobrecontratação dos Contratos CCEARs Oriundos de Leilões de Energia Existente (FCCE3), apresentado na Figura 7-9, representa a parcela do referido contrato que foi repassada ao consumidor na apuração anual. Os valores possuem uma grande dispersão, já que tanto os contratos como a demanda são sazonalizados e a regra considera a variação mensal, sempre tomando como base o valor anual.

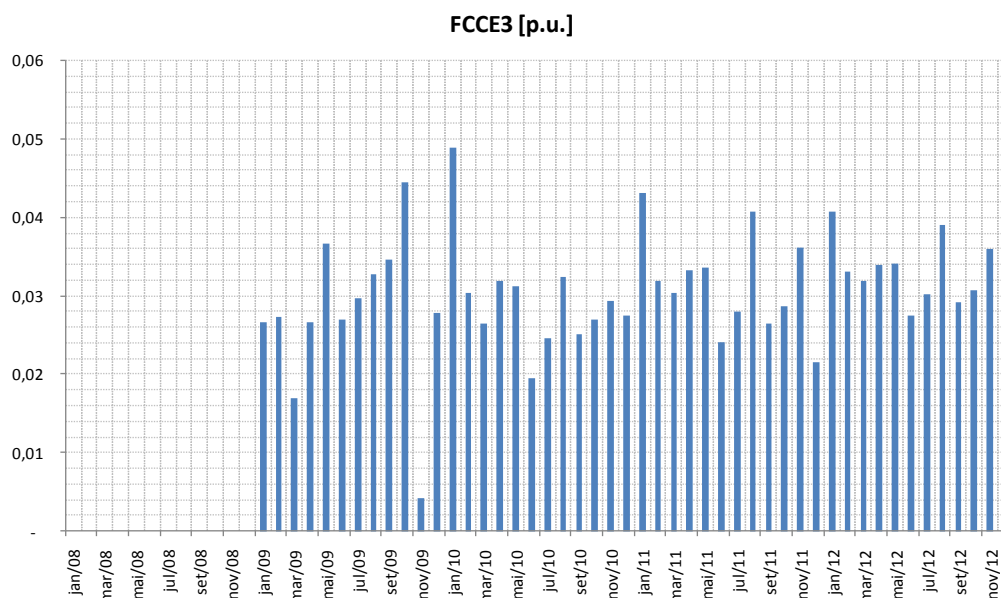


Figura 7-9 – Fator de Repasse de Sobrecontratação dos Contratos CCEARs Oriundos de Leilões de Energia Existente (FCCE3rm).

²⁷ A estrutura de repasse permite um maior gerenciamento para os contratos de energia existente, por meio de mecanismos, como os mecanismos de devolução da energia contratada e os mecanismos de sobras e déficits processados pela CCEE.

O repasse dos custos de sobrecontratação até o limite de 3%, para a série hidrológica 1941, é apresentado na Figura 7-10. Vale destacar que para cada série hidrológica os resultados são diferentes já que os PLDs variam, assim as vendas ou compras no mercado de curto prazo são valoradas a preços diferentes. Custos negativos significam que o valor desde energia comercializada no curto prazo foi superior ao preço contratual. Assim, a distribuidora deve ressarcir o consumidor pela receita obtida na CCEE referente a esta parcela.

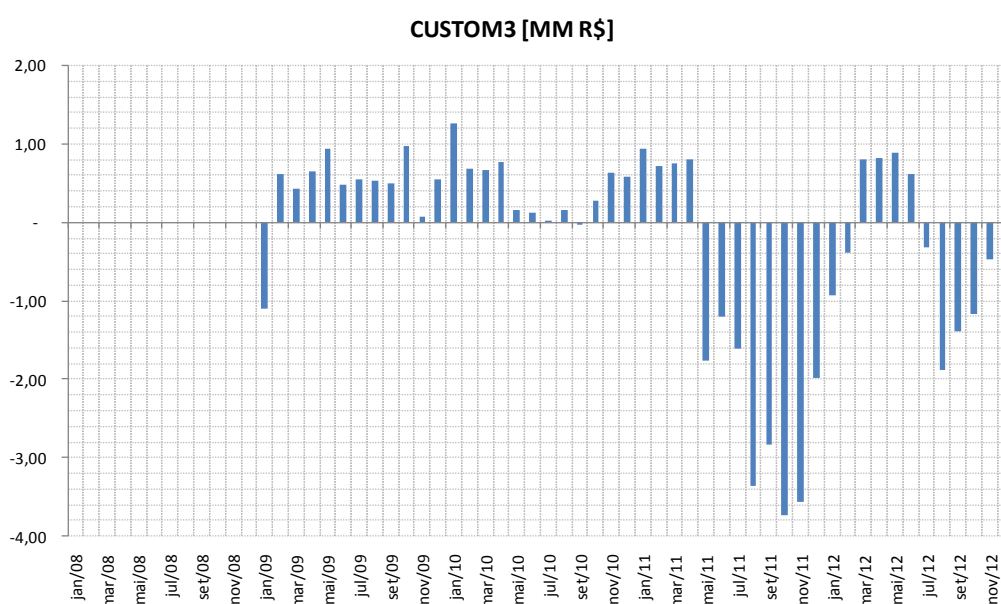


Figura 7-10 – Repasse Mensal dos Custos de Sobrecontratação (CUSTOM3).

Um detalhe que, por vezes, passa despercebido pelo planejador é a Glosa Regulatória. Glosa regulatória é a comparação entre a carga real, e o requisito regulatório determinado pela ANEEL. A glosa ocorre, por exemplo, quando as perdas técnicas são superiores aos padrões definidos no processo de revisão tarifária. Este mecanismo impede que a ineficiência do agente de distribuição venha a ser paga pelo consumidor final. A Figura 7-11 mostra o volume de energia que não será repassado à tarifa de energia.

Dentre os muitos resultados da simulação, destacam-se a Despesa Total Não Repassável (DESP_TOT_NREP), apresentada na Figura 7-12 e na Figura 7-13, que representam as despesas que não são inseridas na tarifa do consumidor cativo. A

distribuidora simulada apresenta sobrecontração acima do limite regulatório e uma parcela de glosa regulatória.

A Figura 7-12 mostra as DESP_TOT_NREPs para a série histórica (SH) de 1931 os meses de jan/2008 a dez/2012. Já a Figura 7-13 contempla os resultados das 75 SHs simuladas, considerando os Valores Presentes Líquidos (VPL) ordenados para o horizonte da simulação (jan/2008 a dez/2012). DESP_TOT_NREPs negativas significam que a distribuidora teve lucro na operação de curto prazo, ou seja, que se comprou a um preço inferior ao da liquidação de curto prazo.

A DESP_TOT_NREP é o risco explícito da distribuidora na operação de compra de energia para os consumidores cativos, assumindo assim lucros ou prejuízos dependendo da operação de curto prazo. A Figura 7-13 mostra que em aproximadamente 40% das séries históricas é possível auferir-se lucro considerando o horizonte de simulação de 5 anos. A Figura 7-12 exhibe as variações mensais das despesas totais não repassáveis, que podem ter um perfil totalmente diferenciado se forem observadas outras situações de sobre/déficit do Sistema Interligado Nacional (SIN). Contudo, com a avaliação conjunta das demais possibilidades avaliadas é possível situar-se em qual posição relativa à mesma encontra-se dentre o universo simulado.

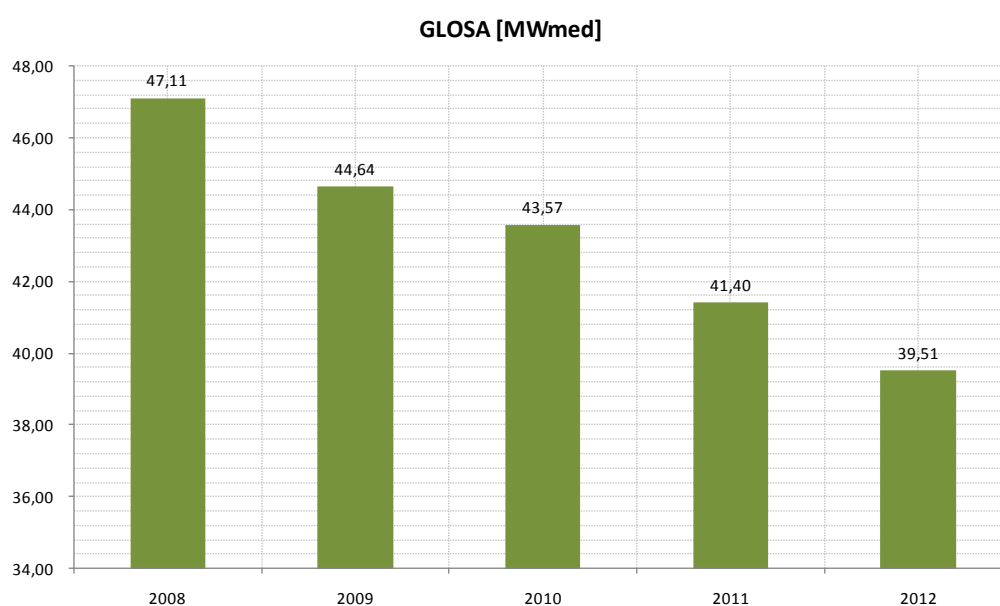


Figura 7-11 – Perdas não Repassáveis à Tarifa (GLOSA).

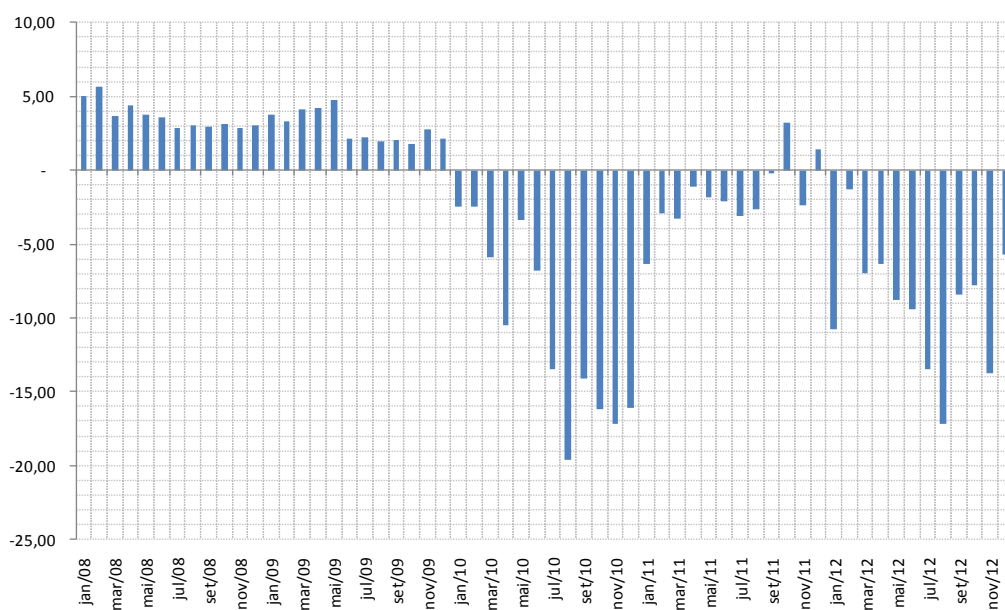


Figura 7-12 –Despesa Total Não Repassável (DESP_TOT_NREP) mensal para a SH 1931.

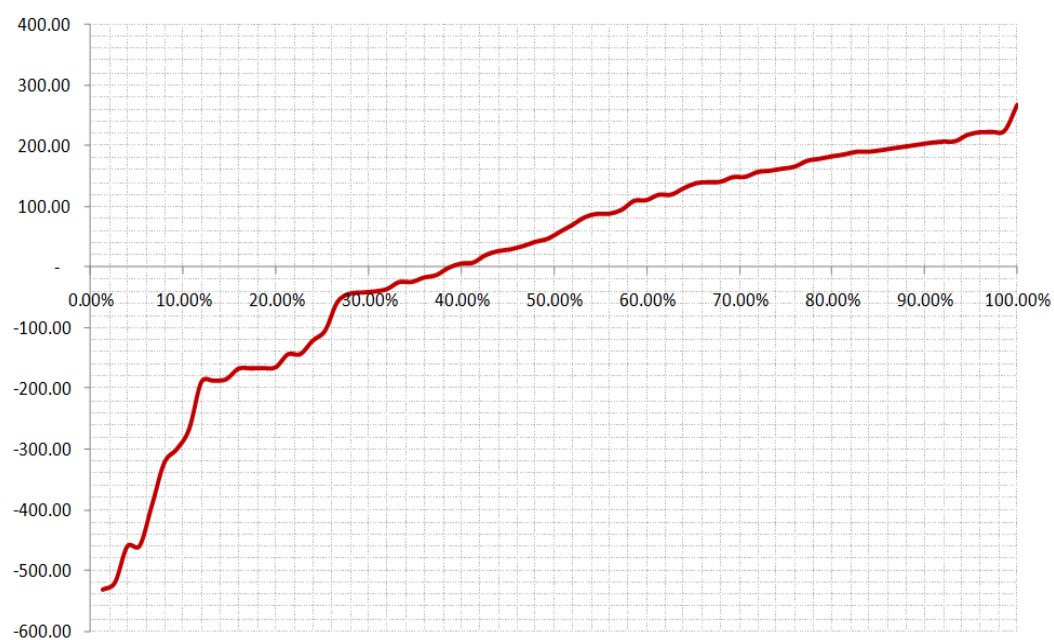


Figura 7-13 – Distribuição de probabilidade acumulada da Despesa Total Não Repassável (DESP_TOT_NREP).

8 Conclusões

As metodologias encontradas na literatura tem como foco a estratégia de compra para os leilões de energia. Este trabalho, de forma distinta, traz uma visão detalhada das implicações destas estratégias na liquidação e contabilização do agente, bem como no repasse tarifário calculado pela ANEEL. Em outras palavras, dada uma estratégia contratual, calcula-se a repercussão da contabilização da empresa sob diferentes cenários.

Neste trabalho, além da parcela repassável, avalia-se a parcela liquidada no mercado de curto prazo, referente ao montante acima do limite regulatório de contratação.

No caso de estudo, analisado no capítulo 6, no primeiro ano é apresentada uma situação de déficit contratual e nos anos posteriores uma sistemática sobra contratual. A análise desta estratégia mostra que o grande consumo no primeiro ano determinou ao agente uma contratação baseada neste consumo, fato que nos anos seguintes não se configurou. Este é um caso típico de descompasso entre a demanda prevista e a realizada.

Ainda no caso de estudo, demonstra-se que hipóteses possivelmente nefastas podem adquirir outro ponto de vista ao observarem-se questões estratégicas e visões de longo prazo do cenário do parque gerador.

Ao correr o risco de subcontratar a energia, além de o distribuidor se expor ao curto prazo, são apuradas as penalidades no âmbito da CCEE. Observando este ponto de vista é preferível estar na situação de sobrecontratação, apesar de uma parcela não ser repassada ao consumidor final. Isto ocorre porque a liquidação de curto prazo pode ocasionar um lucro real para o agente de distribuição, dependendo das condições de oferta e demanda do Sistema Interligado Nacional.

A metodologia implementada neste trabalho possibilita que qualquer agente de distribuição possa simular o desempenho da sua carteira contratual *versus* o seu consumo realizado de maneira detalhada. Isto é um importante diferencial, já que nos trabalhos realizados até então, a contabilização é vista de forma simplificada.

Referências Bibliográficas

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 15 out. 2010.

BANDEIRA, F. P. M. **Análise das Alterações Propostas para o Setor Elétrico Brasileiro**. Consultoria Legislativa da Câmara dos Deputados. Brasília. 2003. Disponível em: <www.abraceel.com.br/Upload/Documento/09092003101118.pdf>. Acesso em: 20 nov. 2005.

BORN, P. H.; ALMEIDA, A. A. **Mudanças estruturais no setor elétrico: formação e regulação de preços**. Revista de lá CIER, nº 26, dez/98.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA - CCEE. **Processo de comercialização 2009**. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm>>. Acesso em: 15/04/2009.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA - CCEE. **Regras de comercialização v. 2010**. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm>>. Acesso em: 13/08/2010.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA - CCEE. **Análise Anual 2010**. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm>>. Acesso em: 10/06/2011.

DIAS, I. V., **Estratégias de Gestão de Compra de Energia Elétrica para Distribuidoras no Brasil**. 2007. 94f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2007.

ELETRORBRÁS - CENTRO DA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE NO BRASIL. **Panorama do setor de energia elétrica no Brasil**. Rio de Janeiro: Centro da Memória da Eletricidade Brasil, 1988. 335p.

ELETRORBRÁS, UFSM. **Operação Econômica e Planejamento**. 2.ed. Santa Maria, RS, 1983.

FORTUNATO, A.M. *et al.* **Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica**. Niterói: Universidade Federal Fluminense, EDUFF, 1990.

GCPS (Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos). **Plano Decenal de Expansão 1999/2008**. Rio de Janeiro. ELETRORBRÁS. 1999.

GUIMARÃES, A. R. **Estratégia de Contratação das Distribuidoras em Leilões de Energia sob Incerteza na Demanda**, 2006. 124f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Departamento de Engenharia Elétrica, PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2006.

MARZANO, L. G. B., **Otimização de Portfólio de Contratos de Energia em Sistemas Hidrotérmicos com Despacho Centralizado**. 2004, 201f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, PUC-Rio, 2004.

SILVA, E. L. **Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica**. Ed. Sagra Luzzatto, SP, 2001.

TOLMASQUIM, M. T., **Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro**. Ed Synergia, Rio de Janeiro, 2011.

UMBRIA, F. C. **Modelo de Previsão de Preços de Suprimento de Energia Elétrica no Contexto do Novo Ambiente Competitivo do Setor Elétrico Brasileiro**. 1999, 137f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Hidráulica e Hidrologia) - Curso de Pós-Graduação em Prof. Parigot de Souza, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 1999.

SOUZA, C. E. L.. “Gestão de Compra de Energia Via Método dos Pontos Interiores”. 2010. 1f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2010.

ZANFELINE, F. R e BARBOSA, P. S. F **Modelagem para a Otimização do Planejamento Energético de Empresas Distribuidoras de Energia sob o enfoque do Novo Modelo do Setor Elétrico**, XVI SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2004

Anexo I

Definições

Adicionalmente às “REGRAS DE REPASSE DO CUSTO DE SOBRECONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DE 2008 (RSP)”, editadas pela CCEE (CCEE 2010), incluem-se as seguintes informações relativas aos contratos de energia nova, quais sejam:

- ***MI_{EE}***: montante anual contratado no leilão²⁸ em MWmed;
- ***AE_e***: ano de início de suprimento;
- ***DP_e***: duração do produto contratado;

Tais informações são necessárias para implementar o repasse da energia nova adquirida nos leilões A-5 e A-3.

Descrevem-se a seguir dois grupos de algebrização:

- ***Módulo RAL***: relativo às equações dos comandos do Decreto nº. 5163/2004 não incluídos no documento da CCEE;
- ***Módulo RAJ***: relativo às equações de ajuste entre o módulo RAL e o módulo RSP (editado pela CCEE).

²⁸A modelagem adotada nestas regras não contempla contratos com volumes anuais variáveis, por exemplo, volumes adquiridos no primeiro ano distintos dos volumes adquiridos no segundo ano, para um mesmo contrato. Para contemplar esta situação basta incluir contratos diferentes conforme a necessidade.

Provisão de Dados

Acrônimo	Nome		Descrição
	Unidade	Fornecedor	
VRE _f	Valor de Referência de Energia Existente		Valor determinado pela ANEEL
	R\$/MWh	ANEEL	
VL5 _f	Valor de Referência de Energia Nova nos Leilões A-5		Valor determinado pela ANEEL
	R\$/MWh	ANEEL	
VL3 _f	Valor de Referência de Energia Nova nos Leilões A-3		Valor determinado pela ANEEL
	MWh	ANEEL	
EREQ _{rf}	Energia Requerida Verificada no Ano "f"		Valor homologado pela ANEEL
	MWh	ANEEL	
DEC_EREQ _{rf}	Energia Requerida Declarada para Compra no Ano "f"		Declaração das necessidades informadas pelo agente de distribuição.
	MWh	ANEEL	
P_CQ _{em}	Preço Médio Contratual		Preço médio mensal dos contratos de energia. Para os contratos com preços diferentes entre os patamares, este preço corresponde à média mensal ponderada.
	R\$/MWh	ANEEL	
MI_EE _e	Montante Anual Inicial Contratado no Leilão		Montante anual inicial contratado no Leilão.
	MWmed	DISTR.	
AE _e	Ano de início do Suprimento		Ano de início de suprimento do contrato "e".
	Ano	DISTR	
DP _e	Duração do Produto		Duração do produto a que se refere o contrato "e"
	Anos	DISTR	
C_FRUST_A5	Compra Frustrada em Leilão A-5		Compra Frustrada em Leilões A-5 (vinculado ao ano do evento).
	MWh	ANEEL	

Dados Obtidos em outros Submódulos das regras da CCEE.

Acrônimo	Nome	Descrição
CQ _{ej}	Quantidade Contratada	Contabilização
		Mod. 3 Contratos
TGDCP _{rm}	Total dos Contratos de Geração Distribuída Oriunda de Chamada Pública	Monitoramento
		RSP.5 Totalização dos Contratos do Agente
TNRED _{rm}	Total dos Recursos com Repasse Integral à Tarifa	Monitoramento
		RSP.5 Totalização dos Contratos do Agente
TCB _{rm}	Total dos Contratos Bilaterais	Monitoramento
		RSP.5 Totalização dos Contratos do Agente
TGDDV _{rm}	Total dos Contratos de Geração Distribuída Oriundos de Desverticalização	Monitoramento
		RSP.5 Totalização dos Contratos do Agente
TCCEARN _{rm}	Total dos Contratos CCEARs Oriundos dos Leilões de Energia Nova	Monitoramento
		RSP.5 Totalização dos Contratos do Agente
TCLA _{rm}	Total de Contratos de Leilão de Ajuste	Monitoramento
		RSP.5 Totalização dos Contratos do Agente
TCCEARE _{rm}	Total dos Contratos CCEARs Oriundos de Leilões de Energia Existente	Monitoramento
		RSP.5 Totalização dos Contratos do Agente
TURPS _{rm}	Pagamento Total Não Ajustado do Perfil de Consumo do Agente à CCEE	Contabilização
		Mod.7 CO - Consolidação dos Perfis de Consumo
EC_CRP _{em}	Energia Contratada para Atendimento à Carga Regulatória de Referência	Monitoramento
		RSP.18 Determinação da Energia Contratada para Atendimento à Carga Regulatória de Referência.
FCCN3 _{rm}	Fator de Repasse de Sobrecontratação dos Contratos CCEARs Oriundos de Leilões de Energia	Monitoramento
		RSP.6 Determinação dos Fatores de Repasse de Sobrecontratação
FGDCP3 _{rm}	Fator de Repasse de Sobrecontratação dos Contratos de Geração Distribuída de Chamada Pública	Monitoramento
		RSP.6 Determinação dos Fatores de Repasse de Sobrecontratação
FCLA3 _{rm}	Fator de Repasse de Sobrecontratação dos Contratos Oriundos dos Leilões de Ajustes	Monitoramento
		RSP.6 Determinação dos Fatores de Repasse de Sobrecontratação

Sinalizadores de Escopo

Acrônimo	Nome		Descrição
	Unidade	Fornecedor	
TL_A5_F _e	Contrato de Energia Nova oriundo de Leilão A-5		TL_A5_F _e = 1 se o Contrato “e” corresponder a um contrato de leilão A-5.
	Sinalizador	CCEE	TL_A5_F _e = 0 em caso contrário.
TL_A3_F _e	Contrato de Energia Nova oriundo de Leilão A-3		TL_A3_F _e = 1 se o Contrato “e” corresponder a um contrato de leilão A-3.
	Sinalizador	CCEE	TL_A3_F _e = 0 em caso contrário.
TL_REPINT_F _e	Contrato de Energia Nova com Repasse Integral		TL_REPINT_F _e = 1 se o Contrato “e” corresponder a um contrato oriundo de Fontes com Repasse Integral (Fontes Alternativas e Projetos Indicados pelo CNPE).
	Sinalizador	CCEE	TL_REPINT_F _e = 0 em caso contrário.
REC_EE_F _e	Contrato de Reconstrução de Energia Existente		REC_EE_F _e = 1 se o Contrato “e” corresponder a um contrato de Reconstrução de Energia Existente.
	Sinalizador	CCEE	REC_EE_F _e = 0 em caso contrário.
CCEAR_F _e	Contrato de Comercialização de Energia Existe no Ambiente Regulado		CCEAR_F _e = 1 se o Contrato “e” corresponder a um contrato firmado no ambiente de contratação regulada, oriundo de um Leilão de Empreendimentos Existentes.
	Sinalizador	CCEE	CCEAR_F _e = 0 em caso contrário.
CCEAR_QN_F _e	Contrato de Comercialização de Energia Nova no Ambiente Regulado por Quantidade		CCEAR_QN_F _e = 1 se o contrato “e” corresponder a um Contrato de Energia Nova na Modalidade por Quantidade Firmado no Ambiente de Contratação Regulada.
	Sinalizador	CCEE	CCEAR_QN_F _e = 0 em caso contrário.
CCEAR_D_F _e	Contrato de Comercialização de Energia Nova no Ambiente Regulado por Disponibilidade		CCEAR_D_F _e = 1 se o Contrato “e” corresponder a um Contrato de Energia Nova na Modalidade por Disponibilidade firmado no Ambiente de Contratação Regulada.
	Sinalizador	CCEE	CCEAR_D_F _e = 0 em caso contrário.
CLA_F _e	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado Oriundo de Leilão de Ajuste		CLA_F _e = 1 se o Contrato “e” corresponder a um contrato firmado no ambiente de contratação regulada, oriundo de um Leilão de Ajuste.
	Sinalizador	CCEE	CLA_F _e = 0 em caso contrário.
CB_F _e	Contrato Bilateral		CB_F _e = 1 se o Contrato, “e”, corresponder a um Contrato Bilateral.
	Sinalizador	CCEE	CB_F _e = 0 em caso contrário.
CNRED_F _e	Contratos com Repasse Integral à Tarifa		CNRED_F _e = 1 Se o Contrato, “e”, corresponder a um contrato não passível de redução para fins de repasse tarifário.
	Sinalizador	CCEE	CNRED_F _e = 0 em caso contrário.

GDCP_F _e	Contrato de Comercialização de Energia de Geração Distribuída Oriunda de Chamada Pública		GDCP_F _e = 1 Se o Contrato, “e”, corresponder a um contrato de Geração Distribuída oriunda de Chamada Pública. GDCP_F _e = 0 em caso contrário
	Sinalizador	CCEE	
GDDV_F _e	Contrato de Comercialização de Energia de Geração Distribuída Oriunda de Desverticalização		GDDV_F _e = 1 Se o Contrato, “e”, corresponder a um contrato de Geração Distribuída Oriunda de Desverticalização. GDDV_F _e = 0 em caso contrário.
	Sinalizador	CCEE	
CLO_EE_F _e	Contrato de Energia Existente Oriundo de Contratação Ordinária		CLO_EE_F _e = 1 Se o Contrato, “e”, corresponder a um contrato de energia existente de contratação ordinária. CLO_EE_F _e = 0 em caso contrário.
	Sinalizador	CCEE	

Formulação Algébrica: MÓDULO RAL

RAL.1 Energia Requerida para valores futuros (previstos na simulação)

RAL.1.1 Com relação ao Perfil de Consumo do Agente “r”, determina-se o Montante Anual de Energia Requerida ($EREQ_{rf}$) :

$$EREQ_{rf} = \sum_{mf}^{12m} \left(\sum_m RAWC_j \right)$$

RAL.2 Montante de Reposição dos Contratos de Energia Existente e Montantes repassáveis dos Contratos Oriundos de Leilão A-3 e A-5.

RAL.2.1 Com relação ao contrato “e” para o qual $CCEAR_F_e = 1$, determina-se o Ano de Vencimento dos Contratos de Energia Existente ($ANOVENC_{EE_{ef}}$):

(a) Se $(AE_e + DP_e) - 1 = (f)$, determina-se:

$$ANOVENC_{EE_{ef}} = 1$$

(b) Caso Contrário:

$$ANOVENC_{EE_{ef}} = 0$$

RAL.2.2 Com relação ao contrato “e”, determina-se o Montante Anual de Vencimento Contratos de Energia Existente ($MVENC_{EE_{ef}}$):

$$MVENC_{EE_{ef}} = \sum_{mf}^{12m} \left(ANOVENC_{EE_{ef}} * CCEAR_F_e * \sum_m CQ_{ej} \right)$$

RAL.2.3 Com relação ao Perfil de Consumo “r” do Agente, determina-se o Limite Inferior do Montante de Reposição dos Contratos de Energia Existente

Vincendos ($LINFREC_EE_{rf}$):

$$LINFREC_EE_{rf+1} = \left(\sum_{er}^{Comprador} MVENC_EE_{ef} \right) - 0,04 * \left(\sum_{er}^{Comprador} CCEAR_F_e * MI_EE_e \right) * N_HORAS_ANO_f$$

RAL.2.4 Com relação ao Perfil de Consumo “r” do Agente, parte compradora do contrato “e” para o qual $AE_e = f$, determina-se o Montante de Contratos Firmados para Recomposição de Lastro ($MREC_EE_{rf}$):

$$MREC_EE_{rf} = \sum_{mf}^{12m} \sum_{er}^{Comprador} \left(CCEAR_F_e * REC_EE_{F_e} * \sum_m CQ_{ej} \right)$$

RAL.2.5 Com relação ao Perfil de Consumo “r” do Agente, determina-se a Ultrapassagem do Limite Inferior do Montante de Reposição dos Contratos de Energia Existente Vincendos (LIM_EE_{rf}):

(a) Se $MREC_EE_{rf} < LINFREC_EE_{rf}$

$$LIM_EE_{rf} = 1$$

(a) Caso Contrário:

$$LIM_EE_{rf} = 0$$

RAL.2.6 Com relação ao Perfil de Consumo “r” do Agente, determina-se o Montante de Energia Existente Não Recontratada ($MNREC_EE_{rf}$):

$$MNREC_EE_{rf} = \max \left(0, (LINFREC_EE_{rf} - MREC_EE_{rf}) \right)$$

RAL.2.7 Com relação ao Perfil de Consumo “r” do Agente, parte compradora do contrato “e” para o qual $TL_{A3_F_e} = 1$ e $AE_e = f$, determina-se o Montante de Energia Contratada em Leilões A-3 para cobrir a Energia Não Contratada em Leilões de Energia Existente ($M_CTA3_NREC_EE_{rf}$):

$$M_CTA3_NREC_EE_{rf} = \min \left(MNREC_EE_{rf}, \sum_{er}^{comprador} \left(TL_{A3_F_e} * \sum_m CQ_{ej} \right) \right)$$

RAL.2.8 Com relação ao Perfil de Consumo “r” do Agente, parte compradora do contrato “e” para o qual $TL_{A5_F_e} = 1$ e $AE_e = f$, determina-se o Montante de Energia Contratada em Leilões A-5 para Cobrir a Energia Não Contratada em Leilões de Energia Existente ($M_CTA5_NREC_EE_{rf}$):

$$M_CTA5_NREC_EE_{rf} = \max \left(0, \min \left(\left(\sum_{er}^{comprador} (TL_{A5_F_e} * \sum_m CQ_{ej}) \right), (MNREC_EE_{rf} - M_CTA3_NREC_EE_{rf}) \right) \right)$$

RAL.2.9 Com relação ao contrato “e” para o qual $TL_{A3}_F_e = 1$ e $AE_e = f$, verifica-se a condição do contrato “e” como componente do Montante de Energia Contratada em Leilões A-3 para cobrir a Energia Não Contratada em Leilões de Energia Existente ($LIM_{EE_A3}_{ef}$):

(a) Se $M_{CTA3_NREC_EE_{rf}} > 0$

$$LIM_{EE_A3}_{ef} = 1$$

(b) Caso Contrário:

$$LIM_{EE_A3}_{ef} = 0$$

RAL.2.10 Com relação ao contrato “e” para para o qual $TL_{A5}_F_e = 1$ e $AE_e = f$, verifica-se a condição do contrato “e” como componente do Montante de Energia Contratada em Leilões A-5 para cobrir a Energia Não Contratada em Leilões de Energia Existente ($LIM_{EE_A5}_{ef}$):

(a) Se $M_{CTA5_NREC_EE_{rf}} > 0$

$$LIM_{EE_A5}_{ef} = 1$$

(b) Caso Contrário:

$$LIM_{EE_A5}_{ef} = 0$$

RAL.2.11 Com relação ao Perfil de Consumo “r” do Agente, parte compradora do contrato “e” para o qual $TL_{A3}_F_e = 1$ e $AE_e = f$, determina-se o Fator de Utilização dos Contratos Oriundos de Leilões A-3 para cobrir a Insuficiência de Recontratação de Energia Existente ($F_{CTA3_VRE_{rf}}$) :

$$F_{CTA3_VRE_{rf}} = \left(\frac{M_{CTA3_NREC_EE_{rf}}}{\sum_{er}^{comprador} (LIM_{EE_A3}_{ef} * TL_{A3}_F_e * \sum_m CQ_{ej})} \right)$$

RAL.2.12 Com relação ao Perfil de Consumo “r” do Agente, parte compradora do contrato “e” para o qual $TL_{A5}_F_e = 1$ e $AE_e = f$, determina-se o Fator de Utilização dos Contratos Oriundos de Leilões A-3 para cobrir a Insuficiência de Recontratação de Energia Existente ($F_{CTA5_VRE_{rf}}$) :

$$F_{CTA5_VRE_{rf}} = \left(\frac{M_{CTA5_NREC_EE_{rf}}}{\sum_{er}^{comprador} (LIM_{EE_A5}_{ef} * TL_{A5}_F_e * \sum_m CQ_{ej})} \right)$$

RAL.2.13 Com relação ao Perfil de Consumo “r” do Agente, determina-se o Percentual Adicional da Compra em Leilão A-3 ($P_{AD_LIMA3}_{rf}$):

$$P_{AD_LIMA3}_{rf} = \frac{C_{FRUST_A5}_{rf-5}}{EREQ_{rf-5}}$$

RAL.2.14 Com relação ao Perfil de Consumo “r” do Agente, parte compradora do contrato “e” para o qual $TL_{A3_F_e} = 1$ e $AE_e = f$, determina-se o Montante Superior ao Limite de 2% da Carga Realizada no Ano A-5 para os Contratos Oriundos dos Leilões A-3 ($MSUP_CA5_{rf}$):

$$MSUP_CA5_{rf} = \max \left(0, \left(\sum_{er}^{comprador} \left(TL_{A3_F_e} * \sum_m CQ_{ej} \right) \right) - \left((0,02 + P_{AD_LIMA3}) * EREQ_{rf-5} \right) \right)$$

RAL.2.15 Com relação ao Perfil de Consumo “r” do Agente, parte compradora do contrato “e” para o qual $TL_{A3_F_e} = 1$ e $AE_e = f$, determina-se o Fator do Montante Superior ao Limite de 2% da Carga Realizada no Ano A-5 para os Contratos Oriundos dos Leilões A-3 ($F_CTA3_CA5_{rf}$):

$$F_CTA3_CA5_{rf} = \left(\frac{\min \left(MSUP_CA5_{rf}, \left(\sum_{er}^{comprador} (TL_{A3_F_e} * \sum_m CQ_{ej}) - M_CTA3_NREC_EE_{rf} \right) \right)}{\sum_{er}^{comprador} (TL_{A3_F_e} * \sum_m CQ_{ej})} \right)$$

RAL.2.16 Com relação ao Perfil de Consumo “r” do Agente, parte compradora do contrato “e” para o qual $TL_{A3_F_e} = 1$ e $AE_e = f$, verifica para o contrato “e” se o Limite de 2% da Carga Realizada no Ano A-5 para os Contratos Oriundos dos Leilões A-3 no ano f foi violado ($LIM_CA5_A3_{ef}$):

(b) Se $F_CTA3_CA5_{rf}$ for diferente de 0:

$$LIM_CA5_A3_{ef} = 1$$

(c) Caso Contrário:

$$LIM_CA5_A3_{ef} = 0$$

RAL.3 Limite de repasse para cada um dos produtos adquiridos nos leilões de energia nova

RAL.3.1 Com relação ao Perfil de Consumo “r” do Agente, determinam-se os Repasses Mensais Ajustados dos Contratos Oriundos de Leilão A-5 para o primeiro ($REP_CQ_P1_A5_{rm}$), o segundo ($REP_CQ_P2_A5_{rm}$), o terceiro ($REP_CQ_P3_A5_{rm}$) e os demais ($REP_CQ_P4_A5_{rm}$) anos de entrega do produto :

(a) Se $(f - AE_e) = 0$, $TL_REPINT_F_e = 0$:

$REP_CQ_P1_A5_{rm}$

$$\begin{aligned}
 &= \left((1 - F_CTA5_VRE_{rf}) * \sum_{er}^{Comprador} \left(\left(LIM_EE_A5_{ef} * TL_{A5_{Fe}} * \sum_m CQ_{ej} \right) * VR_f \right) \right) \\
 &+ \left((F_CTA5_VRE_{rf}) * \sum_{er}^{Comprador} \left(\left(LIM_EE_A5_{ef} * TL_{A5_{Fe}} * \sum_m CQ_{ej} \right) * \min(VR_f, VRE_{rf}) \right) \right) \\
 &+ \left((1 - LIM_EE_A5_{ef}) * \sum_{er}^{Comprador} \left(\left(TL_{A5_{Fe}} * \sum_m CQ_{ej} \right) * VR_f \right) \right)
 \end{aligned}$$

(b) Se $(f - AE_e) = 1$, $TL_REPINT_F_e = 0$:

$REP_{CQP2A5_{rm}}$

$$\begin{aligned}
 &= \left((1 - F_CTA5_VRE_{rf-1}) * \sum_{er}^{Comprador} \left(\left(LIM_{EEA5_{ef-1}} * TL_{A5_{Fe}} * \sum_m CQ_{ej} \right) * VR_{f-1} \right) \right) \\
 &+ \left((F_CTA5_VRE_{rf-1}) * \sum_{er}^{Comprador} \left(\left(LIM_{EEA5_{ef-1}} * TL_{A5_{Fe}} * \sum_m CQ_{ej} \right) * \min(VR_{f-1}, VRE_{f-1}) \right) \right) \\
 &+ \left((1 - LIM_{EEA5_{ef-1}}) * \sum_{er}^{Comprador} \left(\left(TL_{A5_{Fe}} * \sum_m CQ_{ej} \right) * VR_{f-1} \right) \right)
 \end{aligned}$$

(c) Se $(f - AE_e) = 2$, $TL_REPINT_F_e = 0$:

$REP_CQ_P3_A5_{rm}$

$$\begin{aligned}
 &= \left((1 - F_CTA5_VRE_{rf-2}) * \sum_{er}^{Comprador} \left(\left(LIM_EE_A5_{ef-2} * TL_{A5_{Fe}} * \sum_m CQ_{ej} \right) * VR_{f-2} \right) \right) \\
 &+ \left((F_CTA5_VRE_{rf-2}) * \sum_{er}^{Comprador} \left(\left(LIM_EE_A5_{ef-2} * TL_{A5_{Fe}} * \sum_m CQ_{ej} \right) * \min(VR_{f-2}, VRE_{f-2}) \right) \right) \\
 &+ \left((1 - LIM_EE_A5_{ef-2}) * \sum_{er}^{Comprador} \left(\left(TL_{A5_{Fe}} * \sum_m CQ_{ej} \right) * VR_{f-2} \right) \right)
 \end{aligned}$$

(d) Caso Contrário:

$$REP_CQ_P4_A5_{rm} = \sum_{er}^{Comprador} \left(\left(TL_{A5_{Fe}} * \sum_m CQ_{ej} \right) * P_CQ_{em} \right)$$

RAL.3.2 Com relação ao Perfil de Consumo “r” do Agente, determina-se o Repasse

Mensal Ajustado dos Contratos Oriundos de Leilão A-5 ($REP_CQ_5_{rm}$):

$$REP_CQ_5_{rm} = REP_CQ_P1_A5_{rm} + REP_CQ_P2_A5_{rm} + REP_CQ_P3_A5_{rm} + REP_CQ_P4_A5_{rm}$$

RAL.3.3 Com relação ao Perfil de Consumo “r” do Agente, determina-se o Repasse

Anual Ajustado dos Contratos Oriundos de Leilão A-5 ($A_REP_CQ_A5_{rf}$):

$$A_{REP_CQ_A5rf} = \sum_{mf}^{12m} (REP_CQ_5rm)$$

RAL.3.4 Com relação ao Perfil de Consumo “r” do Agente, determinam-se o Montante de Contratos Oriundos de Leilões A-5 para Atendimento à Carga Regulatória (M_{ATCREG_A5rf}), o Montante de Contratos Oriundos de Leilões A-5 que atendem à Sobrecontratação Regulatória de 3% (M_{AT3_A5rf}), o Montante Total de Contratos Oriundos de Leilões A-5 (M_{TOT_A5rf}) e o Fator de Utilização dos Contratos Oriundos de Leilões A-5 (FAT_UTZ_A5rf) :

$$(a) M_{ATCREG_A5rf} = \sum_{er}^{comprador} ((EC_CRP_{em} + ECCQ_AS_{em}) * TL_A5_F_e)$$

$$(b) M_{AT3_A5rf} = \sum_{er}^{comprador} (FCCN3_{rm} * TL_A5_F_e * \sum_m CQ_{ej})$$

$$(c) M_{TOT_A5rf} = \sum_{er}^{comprador} (TL_A5_F_e * \sum_m CQ_{ej})$$

$$(d) FAT_UTZ_A5rf = \left(\frac{M_{ATCREG_A5rf} + M_{AT3_A5rf}}{M_{TOT_A5rf}} \right)$$

Onde “r” é a parte compradora do contrato “e”.

RAL.3.5 Com relação ao Perfil de Consumo “r” do Agente, determina-se o Valor Mensal Não Repassável dos Contratos Oriundos de Leilão A-5 ($TOTNREP_CQ_A5rm$):

$$TOTNREP_CQ_A5rm$$

$$= FAT_UTZ_A5rf * \left(\sum_{er}^{comprador} \left(\left(TL_A5_F_e * \sum_m CQ_{ej} \right) * P_CQ_{em} \right) - REP_CQ_5rm \right) + (1 - FAT_UTZ_A5rf) * \sum_{er}^{comprador} \left(\left(TL_A5_F_e * \sum_m CQ_{ej} \right) * P_CQ_{em} \right)$$

RAL.3.6 Com relação ao Perfil de Consumo “r” do Agente, determina-se o Montante Anual Não Repassável dos Contratos Oriundos de Leilão A-5 ($A_{TOTNREP_CQ_A5rf}$):

$$A_{TOTNREP_CQ_A5rf} = \sum_{mf}^{12m} (TOTNREP_CQ_5rm)$$

RAL.3.7 Com relação ao Perfil de Consumo “r” do Agente, determinam-se os Repasses Mensais Ajustados dos Contratos Oriundos de Leilão A-3 para o

primeiro ($REP_CQ_P1_A3_{rm}$), o segundo ($REP_CQ_P2_A3_{rm}$), o terceiro ($REP_CQ_P3_A3_{rm}$) e os demais ($REP_CQ_P4_A3_{rm}$) anos de entrega do produto :

(a) Se $(f - AE_e) = 0$, $TL_REPINT_F_e = 0$:

$$REP_CQ_P1_A3_{rm}$$

$$= \left((1 - F_CTA3_VRE_{rf} - F_CTA3_CA5_{rf}) \right. \\ * \sum_{er}^{Comprador} \left(\left(\max(LIM_EE_A3_{ef}, LIM_CA5_A3_{ef}) * TL_A3_F_e * \sum_m CQ_{ej} \right) * VR_m \right) \\ + \left((F_CTA3_VRE_{rf}) * \sum_{er}^{Comprador} \left(\left(LIM_EE_A3_{ef} * TL_A3_F_e * \sum_m CQ_{ej} \right) * \min(VR_f, VRE_f) \right) \right) \\ + \left((F_CTA3_CA5_{rf}) * \sum_{er}^{Comprador} \left(\left(LIM_CA5_A3_{ef} * TL_A3_F_e * \sum_m CQ_{ej} \right) * \min(VL3_f, VL5_f) \right) \right) \\ \left. + \left((1 - \max(LIM_EE_A3_{ef}, LIM_CA5_A3_{ef})) * \sum_{er}^{Comprador} \left(\left(TL_A3_F_e * \sum_m CQ_{ej} \right) * VR_f \right) \right) \right)$$

(b) Se $(f - AE_e) = 1$, $TL_REPINT_F_e = 0$:

$$REP_CQ_P2_A3_{rm}$$

$$= \left((1 - F_CTA3_VRE_{rf-1} - F_CTA3_CA5_{rf-1}) \right. \\ * \sum_{er}^{Comprador} \left(\left(\max(LIM_EE_A3_{ef-1}, LIM_CA5_A3_{ef-1}) * TL_A3_F_e * \sum_m CQ_{ej} \right) * VR_{f-1} \right) \\ + \left((F_CTA3_VRE_{rf-1}) * \sum_{er}^{Comprador} \left(\left(LIM_EE_A3_{ef-1} * TL_A3_F_e * \sum_m CQ_{ej} \right) * \min(VR_{f-1}, VRE_{f-1}) \right) \right) \\ + \left((F_CTA3_CA5_{rf-1}) * \sum_{er}^{Comprador} \left(\left(LIM_CA5_A3_{ef-1} * TL_A3_F_e * \sum_m CQ_{ej} \right) * \min(VL3_{f-1}, VL5_{f-1}) \right) \right) \\ \left. + \left((1 - \max(LIM_EE_A3_{ef-1}, LIM_CA5_A3_{ef-1})) * \sum_{er}^{Comprador} \left(\left(TL_A3_F_e * \sum_m CQ_{ej} \right) * VR_{f-1} \right) \right) \right)$$

(c) Se $(f - AE_e) = 2$, $TL_REPINT_F_e = 0$:

$$REP_CQ_P3_A3_{rm}$$

$$\begin{aligned}
&= \left((1 - F_CTA3_VRE_{rf-2} - F_CTA3_CA5_{rf-2}) \right. \\
&\quad * \sum_{er}^{Comprador} \left(\left(\max(LIM_EE_A3_{ef-2}, LIM_CA5_A3_{ef-2}) * TL_A3_Fe * \sum_m CQ_{ej} \right) * VR_{f-2} \right) \\
&\quad + \left(F_CTA3_VRE_{rf-2} * \sum_{er}^{Comprador} \left(\left(LIM_EE_A3_{ef-2} * TL_A3_Fe * \sum_m CQ_{ej} \right) * \min(VR_{f-2}, VRE_{f-2}) \right) \right) \\
&\quad + \left(F_CTA3_CA5_{rf-2} * \sum_{er}^{Comprador} \left(\left(LIM_CA5_A3_{ef-2} * TL_A3_Fe * \sum_m CQ_{ej} \right) * \min(VL3_{f-2}, VL5_{f-2}) \right) \right) \\
&\quad \left. + \left((1 - \max(LIM_EE_A3_{ef-2}, LIM_CA5_A3_{ef-2})) * \sum_{er}^{Comprador} \left(\left(TL_A3_Fe * \sum_m CQ_{ej} \right) * VR_{f-2} \right) \right) \right)
\end{aligned}$$

(d) Caso Contrário:

$$REP_CQ_P4_A3_{rm} = \sum_{er}^{Comprador} \left(\left(TL_A3_Fe * \sum_m CQ_{ej} \right) * P_CQ_{em} \right)$$

RAL.3.8 Com relação ao Perfil de Consumo “r” do Agente, determina-se o Repasse Mensal Ajustado dos Contratos Oriundos de Leilão A-3 ($REP_CQ_3_{rm}$):

$$REP_CQ_3_{rm} = REP_CQ_P1_A3_{rm} + REP_CQ_P2_A3_{rm} + REP_CQ_P3_A3_{rm} + REP_CQ_P4_A3_{rm}$$

RAL.3.9 Com relação ao Perfil de Consumo “r” do Agente, determina-se o Repasse Anual Ajustado dos Contratos Oriundos de Leilão A-3 ($A_REP_CQ_A3_{rf}$):

$$A_REP_CQ_A3_{rf} = \sum_{mf}^{12m} (REP_CQ_3_{rm})$$

RAL.3.10 Com relação ao Perfil de Consumo “r” do Agente, determinam-se o Montante de Contratos Oriundos de Leilões A-3 para Atendimento à Carga Regulatória ($M_ATCREG_A3_{rf}$), o Montante de Contratos Oriundos de Leilões A-3 que Atendem à Sobrecontratação Regulatória de 3% ($M_AT3_A3_{rf}$), o Montante Total de Contratos Oriundos de Leilões A-3 ($M_TOT_A3_{rf}$) e o Fator de Utilização dos Contratos Oriundos de Leilões A-3 ($FAT_UTZ_A3_{rf}$):

$$(a) M_ATCREG_A3_{rf} = \sum_{er}^{comprador} ((EC_CRP_{em} + ECCQ_AS_{em}) * TL_A3_Fe)$$

$$(b) M_AT3_A3_{rf} = \sum_{er}^{comprador} (FCCN3_{rm} * TL_A3_Fe * \sum_m CQ_{ej})$$

$$(c) M_TOT_A3_{rf} = \sum_{er}^{comprador} (TL_A3_Fe * \sum_m CQ_{ej})$$

$$(d) \text{ FAT_UTZ_A3}_{rf} = \left(\frac{M_ATCREG_A3_{rf} + M_AT3_A3_{rf}}{M_TOT_A3_{rf}} \right)$$

RAL.3.11 Com relação ao Perfil de Consumo “r” do Agente, determina-se o Valor Mensal Não Repassável dos Contratos Oriundos de Leilão A-5

(TOTNREP_CQ_A3_m):

TOTNREP_CQ_A3_{rm}

$$= \text{FAT_UTZ_A3}_{rf} * \left(\sum_{er}^{\text{comprador}} \left(\left(TL_A3_F_e * \sum_m CQ_{ej} \right) * P_CQ_{em} \right) - REP_CQ_{3rm} \right) \\ + (1 - \text{FAT_UTZ_A3}_{rf}) * \sum_{er}^{\text{comprador}} \left(\left(TL_A3_F_e * \sum_m CQ_{ej} \right) * P_CQ_{em} \right)$$

RAL.3.12 Com relação ao Perfil de Consumo do Agente, “r”, determina-se o Montante Anual Não Repassável dos contratos oriundos de leilão A-3

(A_TOTNREP_CQ_A3_{rf}):

$$A_TOTNREP_CQ_A3_{rf} = \sum_{mf}^{12m} (TOTNREP_CQ_{3rm})$$

RAL.4 Parcela não repassável dos contratos oriundos de geração distribuída contratados através de chamada pública.

RAL.4.1 Com relação ao Perfil de Consumo “r” do Agente, determina-se o Montante Máximo de Contratação de Geração Distribuída Oriunda de Chamada Pública (MMC_CP_{rf}):

$$MMC_CP_{rf} = 0,1 * EREQ_{rf}$$

RAL.4.2 Com relação ao Perfil de Consumo do Agente, “r”, determina-se o Montante Anual Total Contratado de Geração Distribuída Oriunda de Chamada Pública (MTC_CP_{rf}):

$$MTC_CP_{rf} = \sum_{mf}^{12m} (TGDCP_{rm})$$

RAL.4.3 Com relação ao Perfil de Consumo do Agente, “r”, determinam-se o Montante de Contratos Geração Distribuída Oriundos de Chamada Pública para atendimento à Carga Regulatória (M_ATCREG_CP_{rf}), o Montante de Contratos Geração Distribuída Oriundos de Chamada Pública que Atendem

à Sobrecontratação Regulatória de 3% ($M_{AT3_CP_{rf}}$) e o Fator de Utilização dos Contratos Oriundos de Chamada Pública ($FAT_UTZ_CP_{rf}$):

$$(a) M_{ATCREG_CP_{rf}} = \sum_{er}^{comprador} ((EC_CRP_{em} + ECCQ_AS_{em}) * GDCP_F_e)$$

$$(b) M_{AT3_CP_{rf}} = \sum_{er}^{comprador} (FGDCP3_{rm} * GDDV_F_e * \sum_m CQ_{ej})$$

$$(c) FAT_UTZ_CP_{rf} = \left(\frac{M_{ATCREG_CP_{rf}} + M_{AT3_CP_{rf}}}{MTC_CP_{rf}} \right)$$

RAL.4.4 Com relação ao Perfil de Consumo do Agente, “r”, determina-se o Montante Anual Total Não Repassável de Contratos de Geração Distribuída Oriunda de Chamada Pública ($MNREP_CP_{rf}$):

$$MNREP_CP_{rf} = \left(\max \left(1, \frac{MTC_CP_{rf}}{MMC_CP_{rf}} \right) - 1 \right) * MMC_CP_{rf}$$

RAL.4.5 Com relação ao Perfil de Consumo do Agente, “r”, determina-se o Total Não Repassável dos Contratos de Geração Distribuída Oriunda de Chamada Pública ($TOTNREP_CP_{rf}$):

$$\begin{aligned} TOTNREP_CP_{rf} &= FAT_UTZ_CP_{rf} * \left(\frac{MNREP_CP_{rf}}{MTC_CP_{rf}} \right) \\ &* \left(\sum_{er}^{comprador} \left(GDCP_F_e * \sum_m CQ_{ej} * P_CQ_{em} \right) \right. \\ &\left. + \sum_{er}^{comprador} \left(GDCP_F_e * \sum_m CQ_{ej} * \max(0, P_CQ_{em} - VR_f) \right) \right) \end{aligned}$$

RAL.4.6 Com relação ao Perfil de Consumo do Agente, “r”, determina-se o Montante Anual Não Repassável dos Contratos de Geração Distribuída Oriunda de Chamada Pública ($A_TOTNREP_CP_{rf}$):

$$A_TOTNREP_CP_{rf} = \sum_{mf}^{12m} (TOTNREP_CP_{rm})$$

RAL.5 Parcela não repassável dos contratos oriundos dos leilões de ajuste.

RAL.5.1 Com relação ao Perfil de Consumo “r” do Agente, determina-se o Montante

Máximo de Contratação de Geração Distribuída Oriunda de Leilão de Ajuste (MMC_LA_{rf}):

$$MMC_LA_{rf} = 0,01 * \left(\sum_{mf}^{12m} (TNRED_{rm} + TCB_{rm} + TGDDV_{rm} + TCCEARN_{rm} + TGDCP_{rm} + TCLA_{rm} + TCCEARE_{rm}) \right)$$

RAL.5.2 Com relação ao Perfil de Consumo “r” do Agente, determina-se o Montante Anual Total Contratado em Leilões de Ajuste (MTC_LA_{rf}):

$$MTC_LA_{rf} = \sum_{mf}^{12m} TCLA_{rm}$$

RAL.5.3 Com relação ao Perfil de Consumo “r” do Agente, determinam-se o Montante de Contratos Oriundos de Leilões de Ajuste para Atendimento à Carga Regulatória ($M_ATCREG_LA_{rf}$), o Montante de Contratos Oriundos de Leilões de Ajuste que Atendem à Sobrecontratação Regulatória de 3% ($M_AT3_LA_{rf}$) e o Fator de Utilização dos Contratos Oriundos de Leilões de Ajuste ($FAT_UTZ_LA_{rf}$):

$$(a) M_{ATCREG_LA_{rf}} = \sum_{er}^{comprador} ((EC_{CRP_{em}} + ECCQ_{AS_{em}}) * CLA_{F_e})$$

$$(b) M_{AT3_LA_{rf}} = \sum_{er}^{comprador} (FCLA3_{rm} * CLA_{F_e} * \sum_m CQ_{ej})$$

$$(c) FAT_UTZ_LA_{rf} = \left(\frac{M_ATCREG_LA_{rf} + M_AT3_LA_{rf}}{MTC_LA_{rf}} \right)$$

RAL.5.4 Com relação ao Perfil de Consumo do Agente, “r”, determina-se o Montante Anual Não Repassável de Contratos Oriundos de Leilões de Ajuste ($MNREP_LA_{rf}$):

$$MNREP_LA_{rf} = \left(\max \left(1, \frac{MTC_LA_{rf}}{MMC_LA_{rf}} \right) - 1 \right) * MMC_LA_{rf}$$

RAL.5.5 Com relação ao Perfil de Consumo do Agente, “r”, determina-se o Total Não Repassável dos Contratos Oriundos dos Leilões de Ajuste ($TOTNREP_LA_{rf}$):

$$\begin{aligned}
TOTNREP_LA_{rm} &= FAT_UTZ_LA_{rf} * \left(\frac{MNREP_LA_{rf}}{MTC_LA_{rf}} \right) \\
&* \left(\sum_{er}^{Comprador} \left(CLA_F_e * \sum_m CQ_{ej} * P_CQ_{em} \right) \right. \\
&\left. + \sum_{er}^{Comprador} \left(CLA_F_e * \sum_m CQ_{ej} * \max(0, P_CQ_{em} - VR_f) \right) \right)
\end{aligned}$$

RAJ.5.6 Com relação ao Perfil de Consumo do Agente, “r”, determina-se o Montante Anual Não Repassável dos Contratos Oriundos dos Leilões de Ajuste ($A_TOTNREP_LA_{rf}$):

$$A_TOTNREP_LA_{rf} = \sum_{mf}^{12m} (TOTNREP_LA_{rm})$$

Formulação Algébrica: MÓDULO RAJ

RAJ.1 Despesas Totais Não Repassáveis com base no módulo “RSP”

RAJ.1.1 Com relação ao Perfil de Consumo “r” do Agente, determina-se o Custo Total dos Contratos Passíveis de Redução ($CUSTO_RED_CT_{rm}$), para os contratos onde $CNRED_{F_e} = 0$:

$$\begin{aligned}
CUSTO_RED_CT_{rm} &= \sum_{er}^{Comprador} \left((CB_{F_e} + GDDV_{F_e} + CCEAR_QN_{F_e} + CCEAR_D_{F_e} + GDCP_{F_e} + CLA_{F_e} \right. \\
&\left. + CCEAR_{F_e}) * \left(P_CQ_{em} * \sum_m CQ_{ej} \right) \right)
\end{aligned}$$

RAJ.1.2 Com relação ao Perfil de Consumo “r” do Agente, determina-se o Custo Total dos Contratos Não Passíveis de Redução ($CUSTO_NRED_CT_{rm}$), para os contratos onde $CNRED_{F_e} = 1$:

$$CUSTO_NRED_CT_{rm} = \sum_{er}^{Comprador} \left(CNRED_{F_e} * \left(P_CQ_{em} * \sum_m CQ_{ej} \right) \right)$$

RAJ.1.3 Com relação ao Perfil de Consumo do Agente “r”, determina-se a Despesa Total Contratual ($CUSTO_TOT_CT_{rm}$)

$$CUSTO_TOT_CT_{rm} = CUSTO_RED_CT_{rm} + CUSTO_NRED_CT_{rm}$$

RAJ.1.4 Com relação ao Perfil de Consumo “r” do Agente, determina-se a Despesa Total Não Repassável Não Ajustada ($DESP_TOT_NREP_{rm}$)

$$DESP_TOT_NREP_{rm} = (CUSTO_TOT_CT_{rm} + TURPS_{rm}) - (CUSTOM3_{rm} + REPASSE_TOT_{rm} + CUSTOM_CT_{rm})$$

RAJ.1.5 Com relação ao Perfil de Consumo “r” do Agente, determina-se a Despesa Total Não Repassável Sem Considerar a Glosa Não Ajustada

$$(DESP_TOT_NREP_SGLOSA_{rm})$$

$$DESP_TOT_NREP_SGLOSA_{rm} = DESP_TOT_NREP_{rm} - CUSTOM_GLOSA_{rm}$$

RAJ.1.6 Com relação ao Perfil de Consumo do “r” Agente, determina-se a Despesa Total Contratual Não Repassável Não Ajustada ($DESP_CT_TOT_NREP_{rm}$)

$$DESP_CT_TOT_NREP_{rm} = (CUSTO_TOT_CT_{rm}) - (CUSTOM3_{rm} + CUSTOM_CT_{rm} + CUSTOM_AS_{rm})$$

RAJ.1.7 Com relação ao Perfil de Consumo “r” do Agente, determina-se a Despesa Total Contratual Não Repassável Sem Considerar a Glosa Não Ajustada

$$(DESP_CT_TOT_NREP_SGLOSA_{rm})$$

$$DESP_CT_TOT_NREP_SGLOSA_{rm} = (DESP_CT_TOT_NREP_{rm}) - (CUSTOM_GLOSA_{rm} - DCSPOT_GLOSA_{rm})$$

RAJ.1.8 Com relação ao Perfil de Consumo “r” do Agente, determina-se o Fator das Despesas Não Repassáveis em Relação às Despesas Totais Não Ajustado (FAT_NREP_{rm})

$$FAT_NREP_{rm} = \frac{DESP_TOT_NREP_{rm}}{(CUSTO_TOT_CT_{rm} + TURPS_{rm})}$$

RAJ.1.9 Com relação ao Perfil de Consumo “r” do Agente, determina-se o Fator das Despesas Não Repassáveis em Relação às Despesas Totais Sem Considerar a Glosa Não Ajustado ($FAT_NREP_GLOSA_{rm}$)

$$FAT_NREP_GLOSA_{rm} = \frac{DESP_TOT_NREP_SGLOSA_{rm}}{(CUSTO_TOT_CT_{rm} + TURPS_{rm})}$$

RAJ.2 Ajustes em relação as Despesas Totais Repassáveis e Não Repassáveis.

RAJ.2.1 Com relação ao Perfil de Consumo “r” do Agente, determina-se a Despesa Total Contratual Não Repassável Ajustada ($DESP_CT_TOT_NREP_AJ_{rm}$):

$$\begin{aligned} DESP_CT_TOT_NREP_AJ_{rm} \\ = DESP_CT_TOT_NREP_{rm} + TOTNREP_CQ_3_{rm} + TOTNREP_CQ_5_{rm} + TOTNREP_CP_{rm} \\ + TOTNREP_LA_{rm} \end{aligned}$$